



## KONFERENCJA AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE



Systemy elektroenergetyczne



Automatyka i sterowanie



Problemy rozwoju elektroenergetyki



Energetyka odnawialna i sieci elektroenergetyczne



## Aktualne problemy w elektroenergetyce

Jurata | 12–14 czerwca 2013

### ORGANIZATOR

Katedra Elektroenergetyki | Wydział Elektrotechniki i Automatyki | Politechnika Gdańska

### PATRONAT

Komitet Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk  
Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej  
Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych

### PARTNER

ENERGA SA

### WSPÓŁORGANIZATORZY

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA  
ENERGA-OPERATOR SA  
EDF Wybrzeże SA  
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA  
Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.  
EIP sp. z o.o.

### REDAKCJA ARTYKUŁÓW

Kwartalnik Naukowy Energetyków Acta Energetica

### KONFERENCJA W SIECI

[www.ely.pg.gda.pl/ape/APE13/](http://www.ely.pg.gda.pl/ape/APE13/)



*Prawa elektrotechniki i prawa fizyki są nadrzędne w stosunku do praw ekonomii*  
 prof. Zbigniew Szczerba

## Słowo wstępne

Początki konferencji APE sięgają lat 70. ubiegłego wieku, kiedy to prof. Antoni Bogucki z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej zainicjował i organizował w latach 1971–1993 cykl konferencji, które odbyły się pod hasłem „Aktualne problemy automatyki w energetyce”. Decyzją Komitetu Naukowego od 1995 roku konferencja miała być organizowana przez różne ośrodki naukowe. W 1995 roku tego zadania podjęła się Katedra Systemów Elektroenergetycznych Politechniki Gdańskiej. Organizatorem konferencji był prof. Zbigniew Szczerba. Przyjęto formułę spotkań co dwa lata oraz zdecydowano, że Komitet Naukowy będzie decydować, komu powierzyć realizację następnej konferencji.

Kolejne edycje były organizowane przez Katedrę Systemów Elektroenergetycznych (1995–2001) oraz Katedrę Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej (2003–2011). Miejscem spotkań pozostawała Jurata na Półwyspie Helskim. W dowód uznania za dotychczasową organizację cyklu konferencji APE Komitet Naukowy w 2009 roku przyznał na stałe organizację konferencji Katedrze Elektroenergetyki Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Obecna XVI Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne problemy w elektroenergetyce” stanowi kontynuację idei konferencji branżowej elektroenergetyki. Myślą przewodnią spotkań organizowanych po 1995 roku była integracja środowisk naukowych i zawodowych polskiej elektroenergetyki. Uczestnicy konferencji to przedstawiciele uniwersytetów i uczelni technicznych oraz kadra menedżerska i techniczna koncernów energetycznych, elektrowni i elektrociepłowni oraz firm energetycznych zajmujących się szeroko rozumianą tematyką systemów elektroenergetycznych i energetycznych.

XVI Konferencja APE '13 jest organizowana pod patronatem:

- Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk
- Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE)
- Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE).

Współdziałal zadeklarowali:

Partner Konferencji

- ENERGA SA

Współorganizatorzy

- Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
- EDF Wybrzeże SA
- Instytut Automatyki Systemów Energetycznych sp. z o.o.
- Environmental Investments Partners III i Greenfield Wind

Komitet Naukowy sprecyzował następujące tematy preferowane:

1. Doświadczenia współpracy KSE w ramach ENTSO-E. Powiązania liniami prądu stałego
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w horyzontach czasowych od sekundowych do wieloletnich. Stan obecny i środki poprawy – inwestycje, algorytmy sterowania, automatyka, prognozowanie rozwoju SEE
3. Awarie systemowe. Możliwości ich powstania w systemach ENTSO-E i w KSE. Podział na podsystemy, wyspy; ich obrona i odbudowa
4. Aspekty techniczne wprowadzania nowych technologii do SEE. Technologie Smart Grid w systemach elektroenergetycznych
5. Przyszłość elektrowni jądrowych i nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Problemy polityczne, społeczne, psychologiczne, ekonomiczne, techniczne i związane z bezpieczeństwem
6. Źródła generacji rozproszonej i odnawialnej oraz ich wpływ na SEE. Elektrownie wiatrowe w SEE. Problemy techniczne, ekonomiczne, prawne. Oddziaływanie generacji rozproszonej na SEE. Mikroźródła i mikrosieci



7. Ustalone i nieustalone stany pracy SEE. Stabilność, różne jej formy i środki ich poprawy. Jakość energii elektrycznej
8. Sterowanie pracą SEE i jego elementów. Środki techniczne poprawiające sterowalność systemu, w tym oparte na elementach energoelektronicznych
9. Nowe rozwiązania techniczne i doświadczenia z eksploatacji układów automatyki, sterowania, pomiarów i monitorowania. Przesył informacji w SEE. Układy WAMS/WACS w systemie
10. Funkcjonowanie rynków energii elektrycznej i usług systemowych w różnych uwarunkowaniach technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych. Rynek energii a bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Techniczna adekwatność i optymalizacja usług systemowych
11. Wpływ struktury własnościowej na pracę i rozwój KSE. Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem systemów infrastruktury energetycznej. Uwarunkowania ekologiczne rozwoju SEE
12. Modele gospodarki niskowęglowej, optymalizacja *energy mix*. Segmentacja podsektora wytwórczego elektroenergetyki (wielkoskalowe źródła korporacyjne, zintegrowane zasoby rozproszone, segment prokonsumencki), dynamika i perspektywy. Korytarze infrastrukturalne.

Na konferencję zgłoszono wstępnie wiele tytułów i streszczeń referatów. Po selekcji, w materiałach konferencyjnych zamieszczono 76 referatów podstawowych, które podzielono na cztery sekcje tematyczne:

- I. Systemy elektroenergetyczne
- II. Automatyka i sterowanie
- III. Problemy rozwoju elektroenergetyki
- IV. Energetyka odnawialna i sieci elektroenergetyczne

Podobnie jak na poprzednich konferencjach, wprowadzono dwie formy prezentacji referatów – audytoryjnie oraz za pomocą posterów. Referaty, mające charakter bardziej ogólny, będą skrótowo prezentowane na posiedzeniach sesyjnych, natomiast referaty specjalistyczne, wymagające dyskusji zbliżonych do kuluarowych, będą prezentowane w postaci posterów na sesji posterowej. Do referatów w każdej sekcji opracowywane będą referaty generalne, będące wprowadzeniem do dyskusji.

Wszystkie przyjęte referaty są opublikowane w materiałach konferencyjnych: w wersji elektronicznej na tabletach oraz w wersji papierowej w czterech numerach *Acta Energetica*, gdzie każdy numer odpowiadać będzie sekcji tematycznej.

Konferencja promuje w referatach plenarnych aktualne problemy pracy systemu elektroenergetycznego. Na obecnej konferencji w referatach plenarnych zostaną przedstawione:

- aktualne problemy funkcjonowania KSE z punktu widzenia OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
- techniczne wyzwania OSD związane z wdrożeniem rozwiązań inteligentnych sieci energetycznych – ENERGA-OPERATOR SA

W imieniu organizatorów i uczestników konferencji serdecznie dziękuję za wsparcie udzielone przez partnera konferencji oraz współorganizatorów.

Dziękuję również Panom Profesorom, którzy zgodzili się uczestniczyć w pracach Komitetu Naukowego konferencji i za ich pomoc w przeprowadzeniu obrad.

Jesteśmy przekonani, że tegoroczna konferencja będzie stanowiła kolejny, zauważalny wkład w prawidłowy rozwój i poprawę jakości polskiej elektroenergetyki.

W imieniu Komitetu Naukowego życzę autorom referatów plenarnych i sekcyjnych, referentom generalnym, przewodniczącym obrad i wszystkim uczestnikom konferencji owocnych obrad, ożywionych dyskusji w sekcjach, twórczych dyskusji w kuluarach oraz w czasie spotkań wieczornych.

prof. dr hab. inż. Ryszard Zajczyk  
przewodniczący Komitetu Organizacyjnego APE '13





# AUTOMATYKA I STEROWANIE

- PRZEGLĄD I WYBRANE WYNIKI TESTÓW WSPÓŁCZESNYCH UKŁADÓW KOORDYNACJI DZIAŁANIA ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH  
Emil Bartosiewicz, Ryszard Kowalik, Marcin Januszewski ..... 7
- WPŁYW KOŁYSAŃ MOCY NA PRACĘ ZABEZPIECZEŃ ODLEGŁOŚCIOWYCH BLOKU NA PRZYKŁADZIE ZAKŁÓCENIA W STACJI PRZYELEKTROWNIANEJ  
Marcin Lizer, Sylwia Wróblewska ..... 19
- KONSTRUKCJA I DZIAŁANIE PRZYKŁADOWEGO URZĄDZENIA MERGING UNIT  
Kamil Gontarz, Ryszard Kowalik, Désiré D. Rasolomampionona, Marcin Januszewski ..... 31
- KONSTRUKCJA I DZIAŁANIE URZĄDZENIA POMIAROWEGO TRANSFORMATORÓW WYKORZYSTUJĄCEGO IEC 61850  
Paweł Kopański, Désiré D. Rasolomampionona ..... 41
- METODY LOKALIZACJI ZWARC ŁUKOWYCH W ENERGETYCZNYCH LINIACH PRZESYŁOWYCH  
Mateusz Pustułka, Mirosław Łukowicz, Jan Lżykowski ..... 47
- WYNIKI TESTÓW DZIAŁANIA UKŁADU FALOWEJ LOKALIZACJI MIEJSCA ZWARCIA W WARUNKACH LABORATORYJNYCH  
Krzysztof Glik, Désiré D. Rasolomampionona ..... 55
- NOWA STRUKTURA ELEKTROHYDRAULICZNYCH REGULATORÓW MOCY SPEŁNIAJĄCA WYMAGANIA WDRAŻANEGO SYSTEMU LFC  
Mariusz Pawlak, Jacek Karczewski ..... 63
- SZYBKE ZAWOROWANIE TURBIN PAROWYCH DUŻYCH BLOKÓW JAKO ŚRODEK ZWIĘKSZENIA BEZPIECZEŃSTWA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO  
Bogdan Sobczak, Robert Rink, Rafał Kuczyński, Robert Trębski ..... 75
- WYKORZYSTANIE FARM WIATROWYCH DO REGULACJI NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ NA PRZYKŁADZIE WĘZŁA DUNOWO  
Dariusz Kołodziej, Jarosław Klucznik ..... 83
- WYKORZYSTANIE MOŻLIWOŚCI REGULACYJNYCH MOCY BIERNEJ WIELKICH ODBIORCÓW  
Robert Małkowski, Zbigniew Szczerba ..... 93
- WYKORZYSTANIE KOMPENSACJI PRĄDOWEJ W REGULATORACH NAPIĘCIA GENERATORÓW SYSTEMOWYCH KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO  
Bogdan Sobczak, Robert Rink, Marek Gład ..... 101
- WDRAŻANIE URZĄDZEŃ I SYSTEMÓW DO MONITORINGU I OCENY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ  
Wiesław Gil, Przemysław Wronek ..... 111
- WDROŻENIE SYSTEMU INTELIGENTNEGO OPOMIAROWANIA W ENERGA OPERATOR SA – OD POMYSŁU DO REALIZACJI  
Robert Masiąg ..... 119
- KOMPLEKSOWA OBSŁUGA OBIEKTÓW PRZEMYSŁOWYCH Z WYKORZYSTANIEM SYSTEMU AUTOMATYZACJI MASTER  
Michał Białecki, Radosław Izakiewicz, Antonina Kieleczawa, Piotr Pietras, Roman Skakowski, Wojciech Szubert, Edward Ziąja ..... 129
- POMIARY WYŻSZYCH HARMONICZNYCH NAPIĘCIA W SIECI 400 KV  
Ryszard Pawełek, Irena Wasiak, Marian Jurek ..... 141

## RECENZENCI

prof. dr hab. inż. Paweł Sowa  
prof. dr hab. inż. Stefan Paszek



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Przegląd i wybrane wyniki testów współczesnych układów koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych

## Autorzy

Emil Bartosiewicz  
Ryszard Kowalik  
Marcin Januszewski

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## Słowa kluczowe

automatyka zabezpieczeniowa, testowanie zabezpieczeń, sieci SDH

## Streszczenie

W artykule zaprezentowano krótki przegląd układów koordynacji, dostępnych w nowoczesnych zabezpieczeniach odległościowych linii elektroenergetycznych, oraz przykładowe wyniki testów wybranych układów koordynacji wraz z opisem metod testowania. Opisano także różnice w sprzętowych implementacjach niektórych układów. Funkcje koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych zostały przetestowane na przykładzie urządzeń serii UR firmy GE Multilin. Każdy z dostępnych układów koordynacji został sprawdzony w testach syntetycznych oraz podczas rzeczywistej współpracy urządzeń D60 i D90Plus. Dla układu POTT (ang. *Permissive Over-Reaching Transfer Trip*) i przekaźników L90 koordynacja została zrealizowana przy wykorzystaniu różnych rodzajów łącza transmisyjnego.

## 1. Wstęp

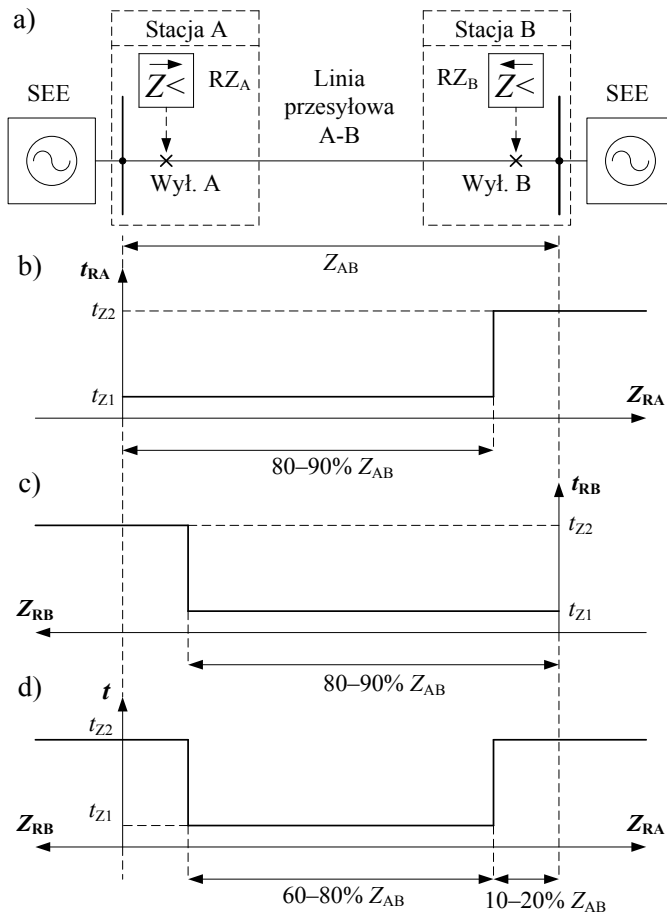
Linie elektroenergetyczne najwyższych napięć pracują zazwyczaj jako dwustronnie zasilane. Na potrzeby bezpiecznej eliminacji wieloprądowych zwarc wewnątrznych wymagane jest szybkie obustronne wyłączenie tych linii. Jest to związane z ryzykiem uszkodzenia bądź zniszczenia aparatury. Szybkie wyłączenie zwarc w sieciach przesyłowych ma także istotne znaczenie dla stabilności systemu elektroenergetycznego.

Możliwość rozróżnienia pomiędzy zwarciami wewnętrznymi i zewnętrznymi dla każdej z nastawionych stref działania i w każdym z kierunków wydaje się być główną zaletą zabezpieczeń odległościowych. Jednakże w przypadku autonomicznej pracy tych przekaźników na każdym z końców chronionej linii ograniczenie zasięgu strefy bezzwłocznej skutkuje niezdolnością do szybkiego obustronnego jej wyłączenia dla niektórych lokalizacji zwarc wewnątrznych. Problem związany z wykorzystaniem

zabezpieczeń odległościowych do ochrony dwustronnie zasilanej linii przesyłowej zostanie krótko omówiony (rys. 1). Zasięg bezzwłocznej strefy żadnego z przekaźników nie może być, ze względu na konieczność zapewnienia selektywności działania, nastawiony na pokrycie całej chronionej linii. Zasięg pierwszej strefy obejmuje zazwyczaj 80–90% jej długości (rys. 1b, c), dla każdego z przekaźników. Wypadkowy obszar objęty szybkim i obustronnym wyłączeniem stanowi zatem 60–80% długości całego odcinka (rys. 1d). Oba końcowe fragmenty linii (każdy stanowiący 10–20% jej długości) znajdują się już w drugiej strefie działania jednego z przekaźników, a więc zwarcia w nich są wyłączone z pewną zwłoką czasową (typowo 0,2–0,4 s).

Rozwiązaniem problemu ograniczonego zasięgu bezzwłocznej ochrony jest zastosowanie układów koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych, wykorzystujących łącza telekomunikacyjne oraz dedykowane funkcje dostępne w urządzeniach.





Rys. 1. Ochrona linii przesyłowej z wykorzystaniem dwóch przełączników odległościowych pracujących niezależnie: a) chroniona linia A-B; schodkowe charakterystyki czasowo-impedancyjne dla: b) przełącznika A ( $RZ_A$ ), c) przełącznika B ( $RZ_B$ ), d) wypadkowa charakterystyka dla całego zabezpieczenia linii; gdzie:  $Z_{AB}$  – impedancja linii A-B,  $t_{zx}$  – czas działania w strefie x

W artykule przedstawione zostaną przykładowe wyniki testów zrealizowanych w Laboratorium Automatyki Elektroenergetycznej w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Ich celem było zbadanie działania rzeczywistych układów koordynacji, zaimplementowanych w urządzeniach zabezpieczeniowych firmy GE Multilin. Testy przeprowadzono w trzech etapach:

- pierwszym etapem były syntetyczne, zrealizowane w dwóch krokach, testy układów koordynacji dostępnych w urządzeniu D60:
  - system współbieżny bezwarunkowy DUTT (ang. *Direct Under-Reaching Transfer Trip*)
  - system współbieżny z przyzwoleniem PUTT (ang. *Permissive Under-Reaching Transfer Trip*)
  - system współbieżny z wyłączeniem ze strefy wydłużonej POTT (ang. *Permissive Over-Reaching Transfer Trip*) i jego zmodyfikowana wersja (ang. *Hybrid POTT*)
  - system przeciwbieżny z przesyłem sygnału blokowania DCB (ang. *Directional Comparison Blocking*)
  - system przeciwbieżny z przesyłem sygnału odblokowania DCUB (ang. *Directional Comparison Unblocking*)

- drugi etap testów stanowiło badanie rzeczywistej koordynacji pomiędzy urządzeniami D60 i D90Plus, zrealizowanej przy wykorzystaniu wszystkich wymienionych powyżej układów koordynacji oraz bezpośredniego połączenia pomiędzy wejściami i wyjściami dwustanowymi przekaźników
- trzecim etapem były testy układu POTT koordynacji między dwoma urządzeniami L90, z wykorzystaniem różnych rodzajów łącza telekomunikacyjnego:
  - brak łącza (brak koordynacji jako odniesienie)
  - bezpośrednie połączenie kablem krosowanym, w standardzie Ethernet/IEC61850
  - połączenie Ethernet/IEC61850 przez przełączniki
  - połączenie Ethernet/IEC61850 przez przełączniki i sieć cyfrową SDH (ang. *Synchronous Digital Hierarchy*)
  - bezpośrednie połączenie optyczne w standardzie C37.94
  - połączenie optyczne (C37.94) przez sieć SDH.

## 2. Typowe układy koordynacji

Układy koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych można podzielić, pod względem rodzaju sygnałów wymienianych między przekaźnikami, na:

- automatyki typu wyłączającego (ang. *tripping*):
  - bezpośrednio (ang. *direct*)
  - z przyzwoleniem (ang. *permissive*)
- automatyki typu blokującego:
  - blokowania (ang. *blocking*)
  - odblokowania (ang. *unblocking*).

Systemy koordynacji wykorzystujące transmisję sygnałów wyłączających są także nazywane współbieżnymi, a w przypadku sygnałów blokujących – przeciwbieżnymi. Można wyróżnić pięć podstawowych układów współpracy przekaźników odległościowych:

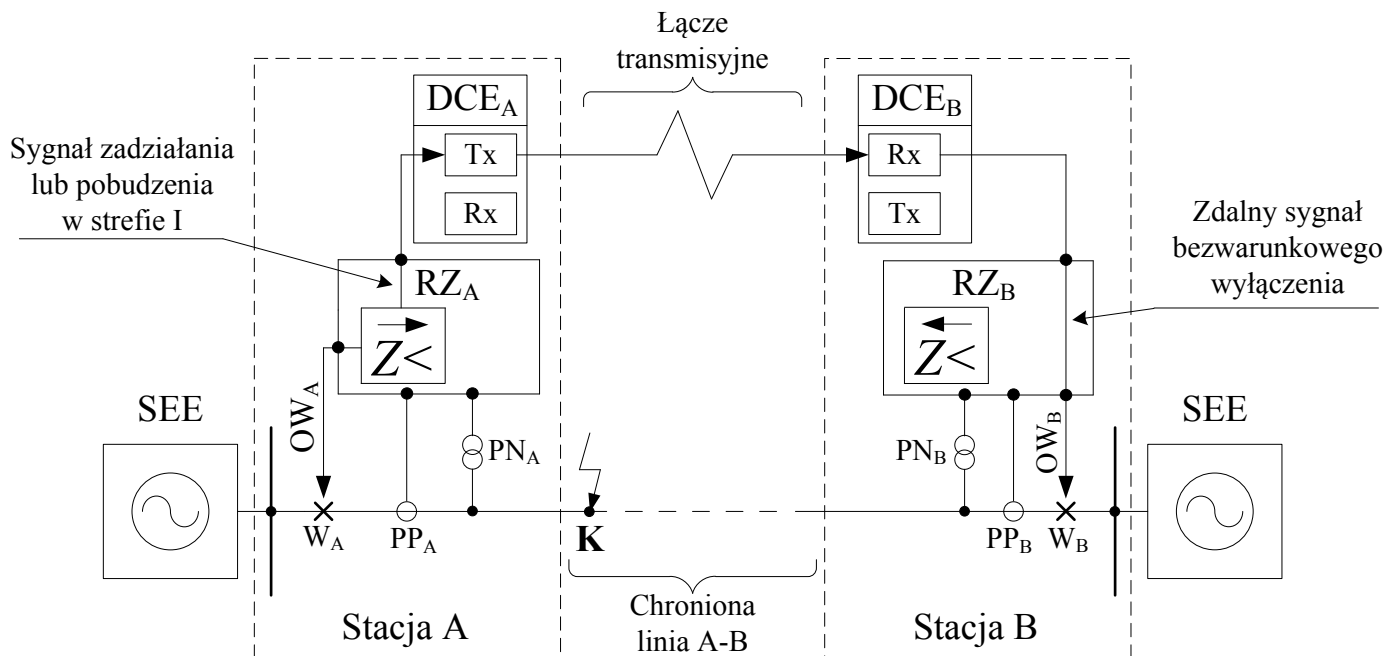
- system współbieżny bezwarunkowy (DUTT)
- system współbieżny z przyzwoleniem (PUTT)
- system współbieżny z wyłączeniem ze strefy wydłużonej (POTT)
- system przeciwbieżny z przesyłem sygnału blokowania (DCB)
- system przeciwbieżny z przesyłem sygnału odblokowania (DCUB).

Wybór konkretnego systemu koordynacji powinien być uwarunkowany poziomem integracji pomiędzy łączem telekomunikacyjnym a właściwą aparaturą elektroenergetyczną. Automatyki typu blokującego są preferowane, gdy medium transmisyjne stanowi integralną część chronionego odcinka linii, np. dla łącza wysokiej częstotliwości PLC (ang. *Power Line Carrier*). Jest to uzasadnione narażeniem tego rodzaju łącza na zakłócenia, które mogą utrudniać bądź uniemożliwiać transfer sygnałów wyłączających, a w przypadkach skrajnych – doprowadzać nawet do zadziałań zbędnych. W przypadku wydzielonego (odrębnego) medium transmisyjnego, np. łącza światłowodowego, mikrofalowego czy rozległej sieci telekomunikacyjnej SDH [1–4], awaria bądź zakłócenia w części elektroenergetycznej nie mają zazwyczaj wpływu na wymianę informacji między urządzeniami zabezpieczeniowymi. Bardziej korzystne jest wtedy stosowanie sygnałów typu wyłączającego.

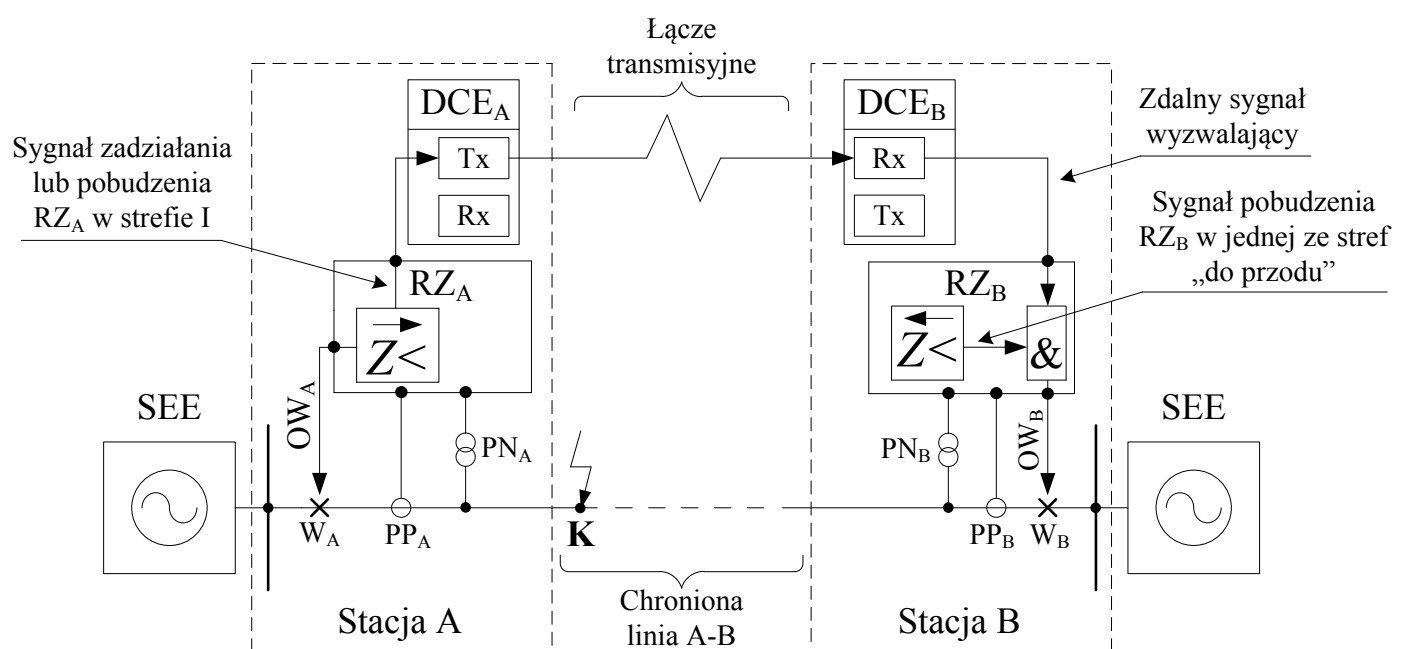
## 2.1. System współbieżny bezwarunkowy – DUTT

Uproszczona zasada działania systemu DUTT została zaprezentowana na rys. 2. Układ ten bazuje na pierwszej (bezwłocznej) strefie działania zabezpieczenia. W chwili wystąpienia zwarcia w tej właśnie strefie przekaźnika  $RZ_A$  generuje on sygnał

wyłączenia bądź pobudzenia (w zależności od sposobu implementacji funkcji w danym urządzeniu) i wysyła go na przeciwną stronę chronionej linii za pomocą łącza telekomunikacyjnego. Zdalny przekaźnik  $RZ_B$  odbiera ten sygnał i bezwarunkowo generuje sygnał na otwarcie wyłącznika ( $OW_B$ ).



Rys. 2. Idea koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych w układzie bezpośredniego wyłączenia (DUTT); gdzie: W – wyłączniki, PP – przekładniki prądowe, PN – przekładniki napięciowe, OW – sygnały otwarcia wyłączników, RZ – urządzenia zabezpieczeniowe, SEE – system elektroenergetyczny, K – miejsce zwarcia, DCE – urządzenia telekomunikacyjne (ang. *Data Communication Equipment*), Tx – nadajniki, Rx – odbiorniki



Rys. 3. Idea koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych w układzie współbieżnym z przyzwoleniem (PUTT); gdzie: W – wyłączniki, PP – przekładniki prądowe, PN – przekładniki napięciowe, OW – sygnały otwarcia wyłączników, RZ – urządzenia zabezpieczeniowe, SEE – system elektroenergetyczny, K – miejsce zwarcia, DCE – urządzenia telekomunikacyjne, Tx – nadajniki, Rx – odbiorniki

System współbieżny bezwarunkowy, zwany także układem bezpośredniego wyłączenia, charakteryzuje się niewielką wiarygodnością decyzji wyłączającej ze względu na brak lokalnej kontroli warunków rozruchu.

## 2.2. System współbieżny z przyzwoleniem – PUTT

Idea funkcjonowania systemu współbieżnego z przyzwoleniem (PUTT) została zaprezentowana na rys. 3. W przeciwieństwie do układu DUTT zdalne wyłączenie nie jest w tym przypadku bezwarunkowe.

Pobudzenie (bądź zadziałanie) przełącznika  $RZ_A$  w strefie I jest wykorzystywane do generowania sygnału wyzwalającego dla zdalnego przełącznika  $RZ_B$ . Jednakże wysłanie sygnału na otwarcie wyłącznika w stacji B uwarunkowane jest spełnieniem dodatkowego wymogu – pobudzenia lokalnego przełącznika  $RZ_B$  w jednej ze stref „do przodu”.

PUTT jest systemem odpornym na zakłócenia w łączy transmisyjnym. Fałszywy zdalny sygnał wyzwalający nie jest uwzględniany przy braku lokalnego odnotowania zwarcia w kierunku „do przodu”.

## 2.3. Wyłączenie ze strefy wydłużonej – POTT

System POTT wykorzystuje strefę drugą (np. w urządzeniach serii UR od GE Multilin [5–7]) lub wydłużoną strefę pierwszą (np. w urządzeniach Siemens SIPROTEC [8]) do generowania zdalnego sygnału wyzwalającego, transmitowanego na przeciwległy koniec linii. Zasada działania systemu POTT została przedstawiona na rys. 4. Sygnał na otwarcie wyłącznika generowany jest przez każdy z przełączników po spełnieniu dwóch warunków:

- lokalnego pobudzenia w strefie drugiej lub wydłużonej strefie pierwszej

- otrzymania zdalnego sygnału wyzwalającego z przeciwległej stacji elektroenergetycznej.

Niektóre implementacje sprzętowe automatyki POTT (np. w serii UR od GE Multilin) pozwalają na wykorzystywanie dodatkowych warunków rozruchowych, na przykład pobudzenia od funkcji zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego kierunkowego.

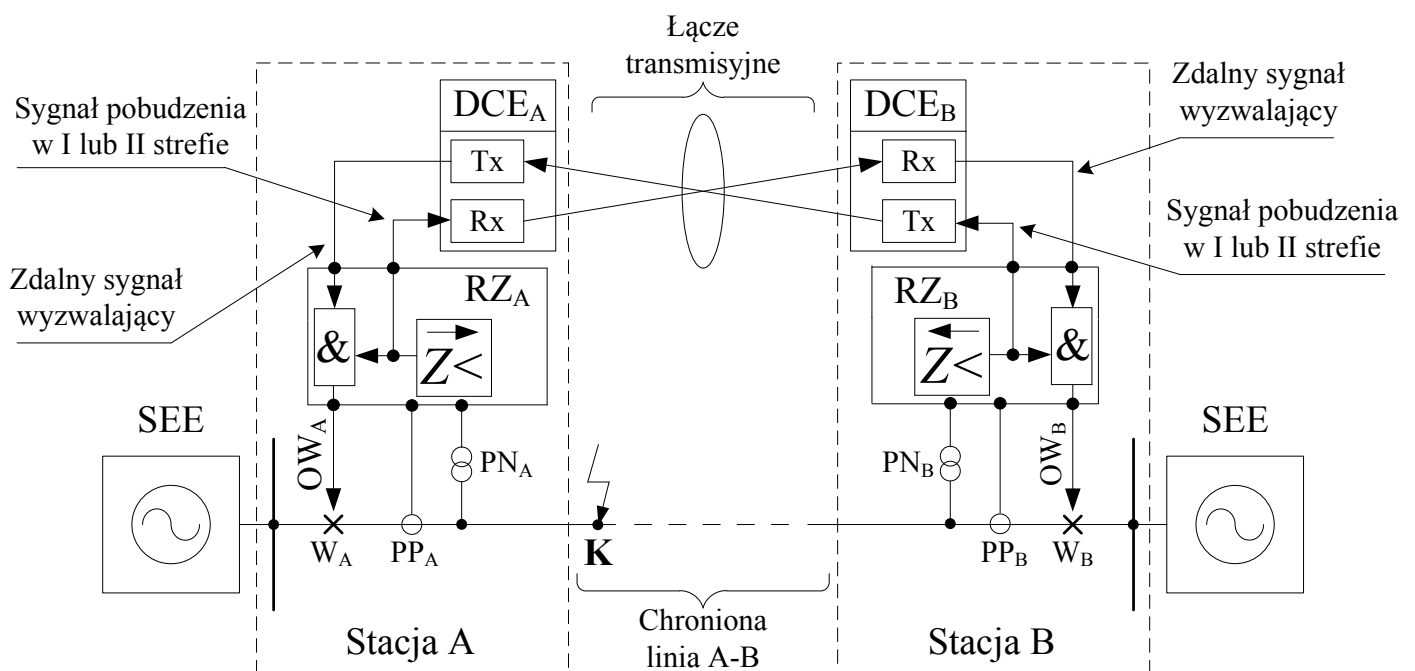
## 2.4. Układ z przesyłem sygnału blokującego – DCB

DCB jest pierwszą z dwóch typowych automatyk typu przeciwbieżnego. Także w tym przypadku można wyróżnić dwie odmienne implementacje układu:

- rozwiązanie wykorzystujące strefę drugą każdego z przełączników na potrzeby realizacji porównania kierunku widzenia miejsca zwarcia (np. urządzenia GE Multilin)
- rozwiązanie wykorzystujące, dla porównania kierunku odnotowania zwarcia, wydłużoną strefę szybką (pierwszą) każdego z przełączników (np. Siemens SIPROTEC).

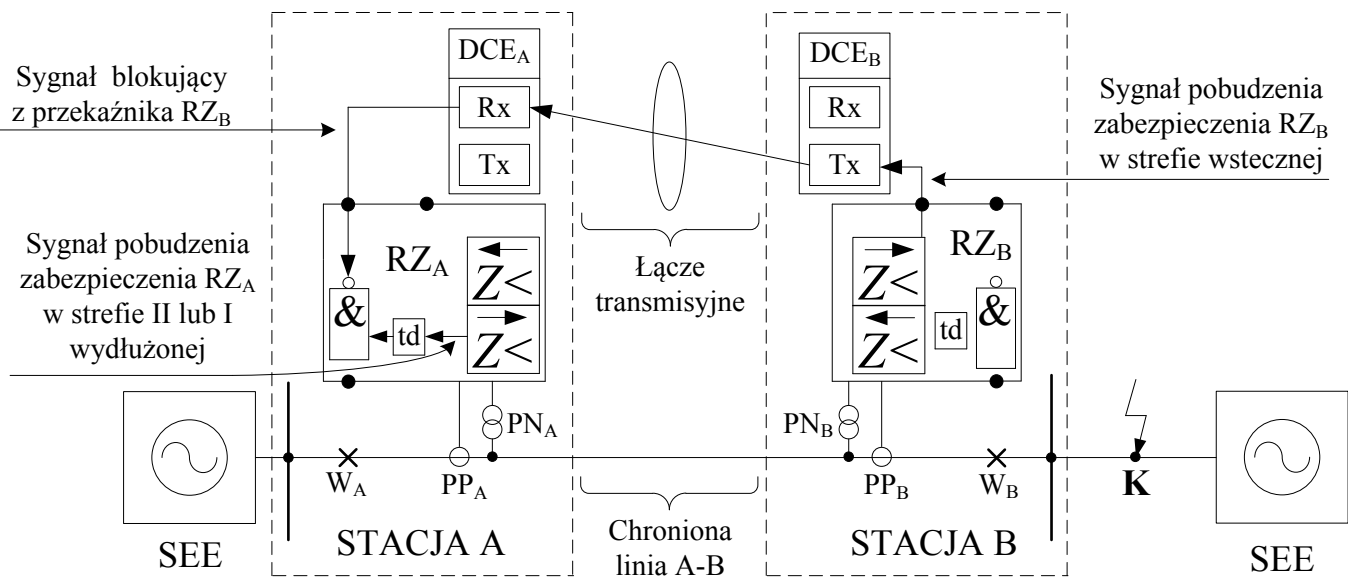
Zasada działania układu DCB została przedstawiona na rys. 5. W przypadku zwarcia zewnętrznego w punkcie K zabezpieczenie  $RZ_B$  zostaje pobudzone w strefie wstecznej. Wysła ono sygnał blokujący na przeciwległy koniec linii. Zostaje on odebrany przez przełącznik  $RZ_A$ , który w efekcie nie generuje bezwzględnego sygnału na otwarcie wyłącznika  $W_A$ , pomimo lokalnego odnotowania zwarcia w kierunku „do przodu”.

W przypadku zwarcia wewnętrznego (widzianego w kierunku „do przodu” przez oba przełączniki jednocześnie) nie jest transmitowany żaden sygnał. Pozwala to na szybkie wygenerowanie sygnałów wyłączających, niezależnie w każdej ze stacji elektroenergetycznych.



Rys. 4. Idea koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych w układzie POTT; gdzie: W – wyłączniki, PP – przekładniki prądowe, PN – przekładniki napięciowe, OW – sygnały otwarcia wyłączników, RZ – urządzenia zabezpieczeniowe, SEE – system elektroenergetyczny, K – miejsce zwarcia, DCE – urządzenia telekomunikacyjne, Tx – nadajniki, Rx – odbiorniki





Rys. 5. Idea koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych w systemie DCB; gdzie: W – wyłączniki, PP – przekładniki prądowe, PN – przekładniki napięciowe, RZ – urządzenia zabezpieczeniowe, SEE – system elektroenergetyczny, K – miejsce zwarcia, DCE – urządzenia telekomunikacyjne, Tx – nadajniki, Rx – odbiorniki, td – zwłoka czasowa

## 2.5. Układ z przesyłem sygnału odblokowania – DCUB

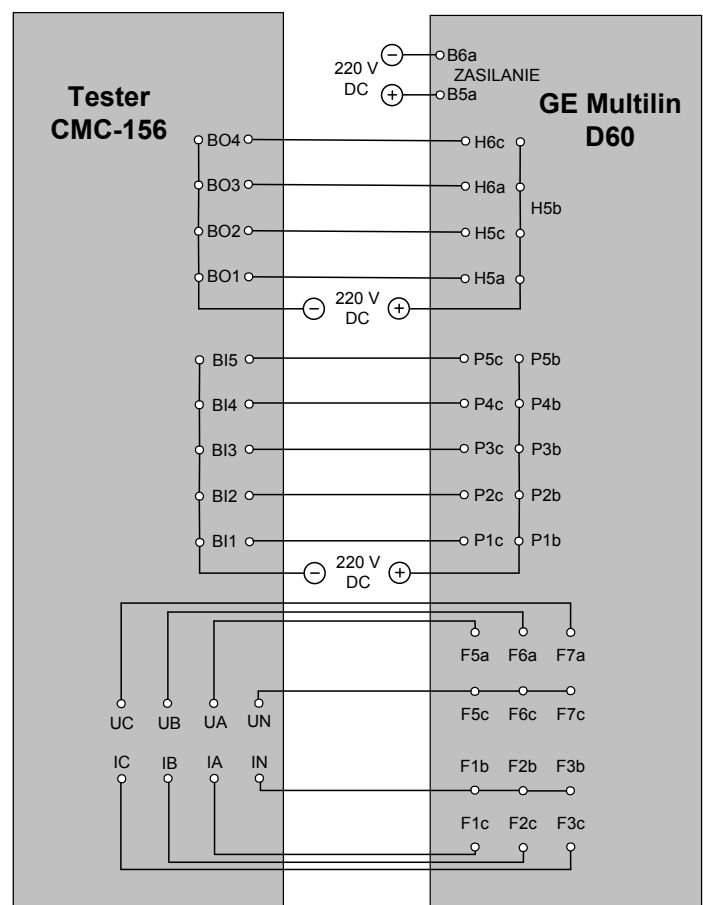
System DCUB może zostać zaimplementowany na dwa różne sposoby, analogiczne jak w przypadku DCB. Tym razem jednak przesyłany jest sygnał odblokowujący wyłączenie szybkie. Pojawienie się zwarcia wewnętrznego w chronionej linii skutkuje tym razem wygenerowaniem i nadaniem (niezależnie przez każdy z przekaźników) sygnału odblokowania. Odebranie tego sygnału przez przeciwległe zabezpieczenie stanowi dla niego zdalne przyzwolenie na bezzwłoczne otwarcie wyłącznika.

## 3. Specjalne układy koordynacji

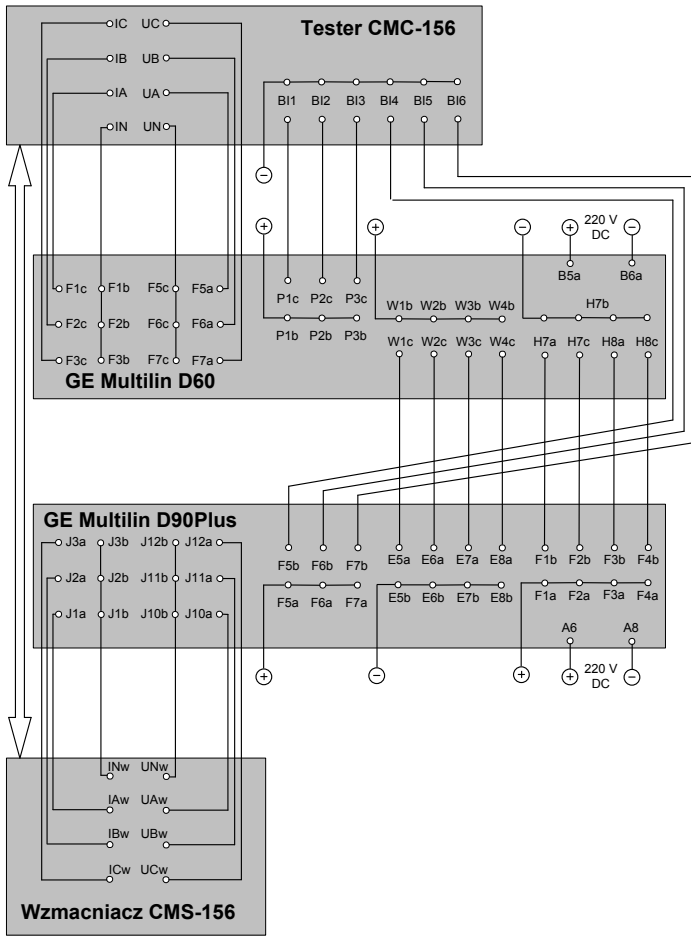
Niektóre urządzenia zabezpieczeniowe są wyposażone w unikatowe rozwiązania współpracy zdalnej. Jednym z przykładów jest funkcja Hybrid POTT, dostępna w wielu urządzeniach serii UR firmy GE Multilin. Została ona zaprojektowana do zastosowań trójterminalowych (np. w liniach dwutorowych) i wykorzystuje dodatkowe zaawansowane funkcje (takie jak ECHO lub nastawione wstecznie funkcje zabezpieczenia odległościowego i/lub ziemnozwarciowego kierunkowego) w celu zwiększenia niezawodności w specjalnych przypadkach systemowych, takich jak warunki słabego zasilania.

Co więcej, funkcje koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych nie muszą być wyłącznie rozwiązaniami predefiniowanymi producentów urządzeń. Nowoczesne terminale posiadają zazwyczaj rozbudowaną wewnętrzną logikę programowalną, która daje możliwość realizacji własnych układów koordynacji działania (na przykład rozwiązanie zaprezentowane w [9]), wykorzystujących wybrane sygnały wewnętrzne, zewnętrzne oraz samodzielnie zdefiniowane warunki rozruchowe.

Szeroki wybór standardów i protokołów komunikacyjnych, dostępnych w nowoczesnych urządzeniach zabezpieczeniowych, dodatkowo rozszerza pulę możliwych sposobów realizacji współpracy międzyterminalowej.



Rys. 6. Schemat połączeń badanego urządzenia D60 z testerem CMC-156 podczas testów syntetycznych automatyk współpracy z łączem (I etap badań)



Rys. 7. Schemat połączeń układu do badania rzeczywistej koordynacji pomiędzy urządzeniami D60 i D90Plus (II etap badań)

#### 4. Testy syntetyczne automatów współpracy z łączem

Syntetyczne badanie automatów współpracy z łączem, zaimplementowanych w urządzeniu D60, zostało przeprowadzone przy wykorzystaniu testera mikroprocesorowego CMC-156 firmy OMICRON electronics, obsługiwanego za pomocą dedykowanego oprogramowania dla komputera klasy PC. Uproszczony schemat połączeń dla pierwszego etapu testów został zaprezentowany na rys. 6.

Konfigurację urządzenia D60 [5] i jego funkcji koordynacyjnych zrealizowano poprzez dedykowane oprogramowanie *EnerVista UR Setup*, a jej poprawność została wstępnie zweryfikowana za pomocą wybranych modułów środowiska testowego *Omicron Test Universe*.

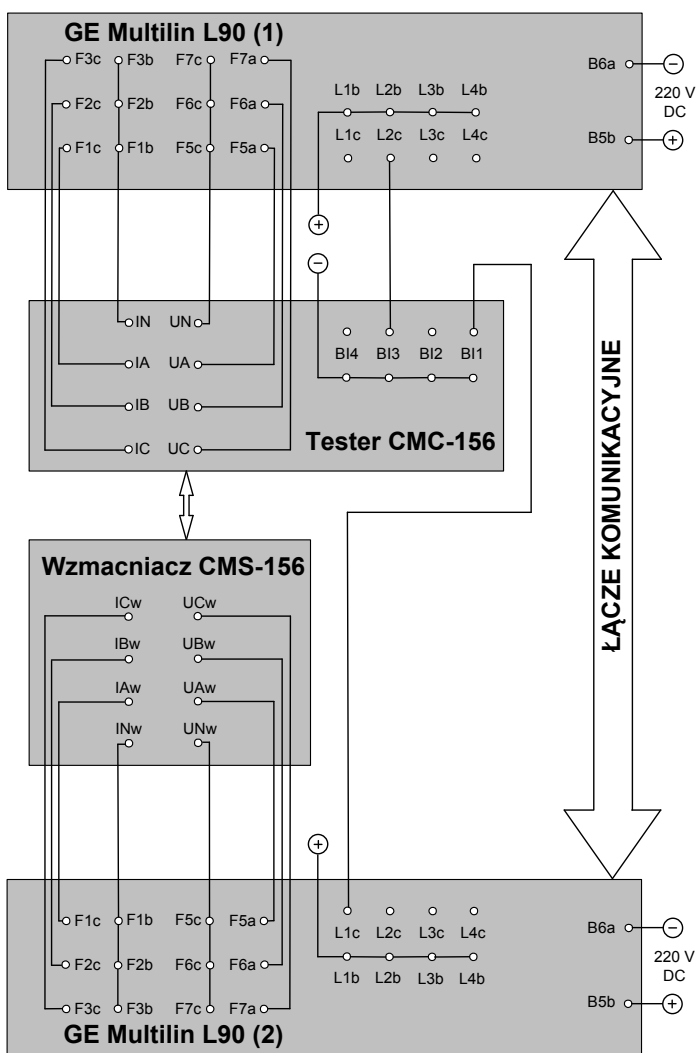
Celem tego etapu testów było zweryfikowanie (przy wykorzystaniu wejść i wyjść dwustanowych testera CMC) poprawności generowania i interpretacji, przez urządzenie D60, dedykowanych sygnałów automatów współpracy z łączem, dla każdego dostępnego sposobu kodowania (1-, 2- lub 4-bitowego) oraz dla każdego rodzaju zwarć (zewnętrznych i wewnętrznych, międzyfazowych i doziemnych). Wielobitowe kodowanie sygnałów w urządzeniach serii UR pozwala na przekazywanie informacji nie tylko o wystąpieniu zwarcia, ale także o jego rodzaju i fazach nim objętych. Sekwencje testowe, symulujące odpowiednie rodzaje zwarć, były każdorazowo projektowane i wymuszane (prądy i napięcia w każdej z faz) za pomocą modułu *Omicron State Sequencer* (rys. 10), wchodzącego w skład środowiska *Omicron Test Universe*.

Wykorzystanie testerów mikroprocesorowych pozwoliło na sprawdzenie funkcji koordynacyjnych działania urządzenia D60 zarówno podczas generowania sygnałów wyłączających oraz blokujących (przełącznik w roli zabezpieczenia lokalnego), jak i ich interpretacji (przełącznik jako zabezpieczenie zdalne).

#### 5. Testy rzeczywistej koordynacji pomiędzy dwoma urządzeniami

Schemat połączeń układu testowego dla drugiego etapu badań został przedstawiony na rys. 7. Dodatkowym elementem stanowiska był w tym przypadku wzmacniacz CMS-156 firmy OMICRON electronics, który pozwolił na wymuszanie dodatkowych trzech prądów i trzech napięć dla urządzenia D90Plus. Konfiguracja logiki wewnętrznej terminalu [7] i jego funkcji współpracy z łączem została zrealizowana przy wykorzystaniu dedykowanego oprogramowania *EnerVista UR Plus Setup* (rys. 9). Drugi etap testów został przeprowadzony w celu sprawdzenia poprawności rzeczywistej współpracy pomiędzy urządzeniami D60 i D90Plus (połączonymi bezpośrednio za pomocą wyjść i wejść dwustanowych), dla każdej z dostępnych automatów współpracy z łączem. Zabezpieczenie D60 pełniło przy tym rolę zabezpieczenia lokalnego (bliższego symulowanemu zwarcia), a D90Plus – rolę zabezpieczenia zdalnego. Dodatkowo (dla automatyki POTT) zmierzone zostały różnice czasu wysyłania, przez każde z urządzeń, sygnału na otwarcie wyłącznika.

Wszystkie przetestowane układy koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych pracowały poprawnie dla wszystkich rodzajów symulowanych zwarć, z wyraźnym przyspieszeniem zadziałania przełącznika zdalnego podczas bliskich zwarć wewnętrznych (rys. 10).



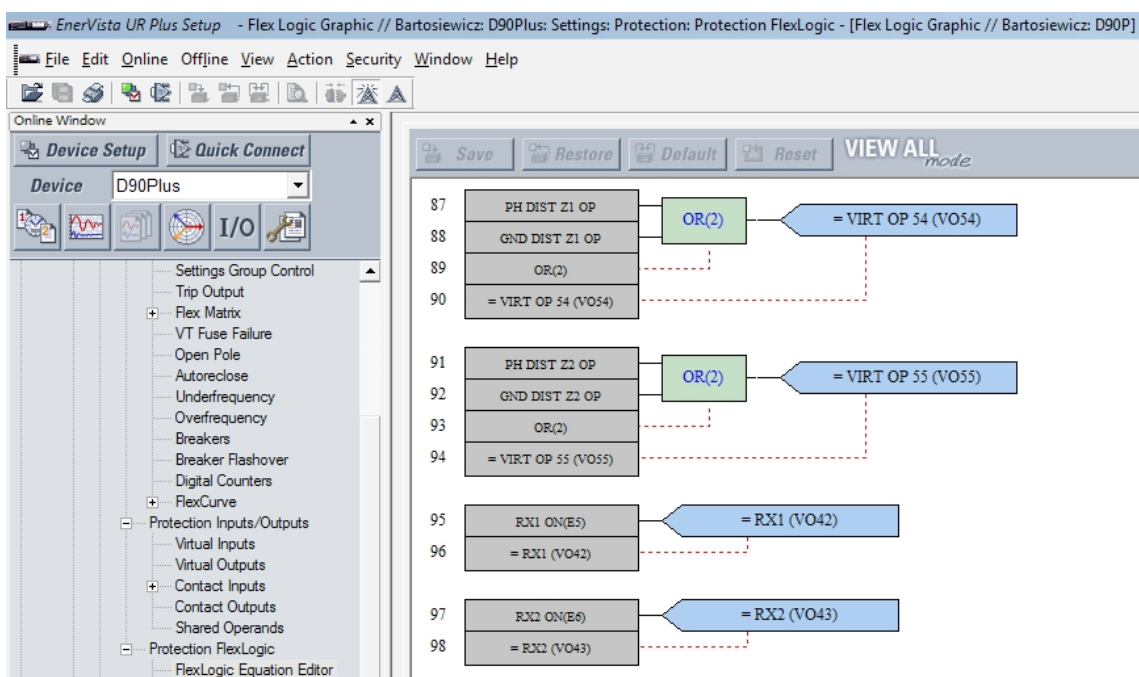
## 6. Testy porównawcze różnych rodzajów łącza komunikacyjnego

Ostatni etap (III) badań laboratoryjnych miał na celu porównanie różnych rodzajów łączy transmisyjnych w aspekcie ich przydatności w układach koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych. W tym etapie testów wykorzystywane były dwa urządzenia L90 [6] i tylko jedna automatyka współpracy z łączem – POTT. Uproszczony schemat połączeń został przedstawiony na rys. 8. Do przeprowadzenia testów potrzebne były wyłącznie dwa wejścia dwustanowe testera CMC-156 – po jednym na sygnał wyłączający z obu urządzeń L90.

Zastosowane łącza komunikacyjne między skoordynowanymi (w automatyce POTT) zabezpieczeniami	Średnia różnica pomiędzy czasami zadziałania [ms]
Brak łącza/koordynacji (wartość odniesienia)	504,1
Bezpośrednie połączenie wejść i wyjść dwustanowych (dane z etapu II badań)	6,2
Bezpośrednie połączenie (kabel krosowany) w standardzie Ethernet/IEC61850 (GOOSE/GSSE)	3,8
Połączenie w standardzie Ethernet/IEC61850 (GOOSE/GSSE) z wykorzystaniem przełącznika (switch)	5,1
Połączenie w standardzie Ethernet/IEC61850 (GOOSE/GSSE) przez przełączniki i sieć cyfrową SDH	10,4
Bezpośrednie połączenie optyczne (światłowód 820 nm, G.651) w standardzie C37.94	6,9
Łącza optyczne w standardzie C37.94, wprowadzone do sieci cyfrowej SDH	14,1

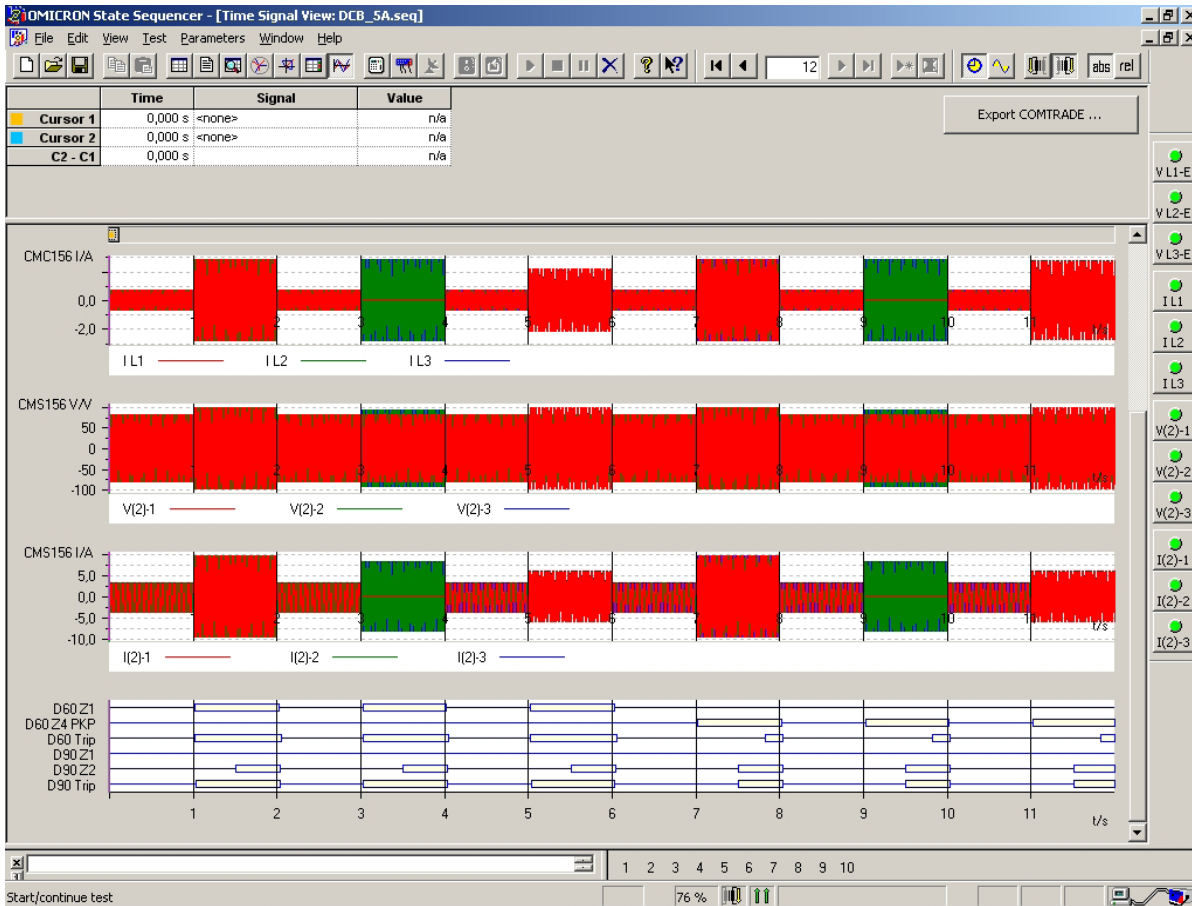
Tab. 1. Zestawienie średnich opóźnień między czasem zadziałania przekaźnika zdalnego i lokalnego

Rys. 8. Schemat połączeń układu do badania dla różnych rodzajów łącza telekomunikacyjnego (III etap badań)

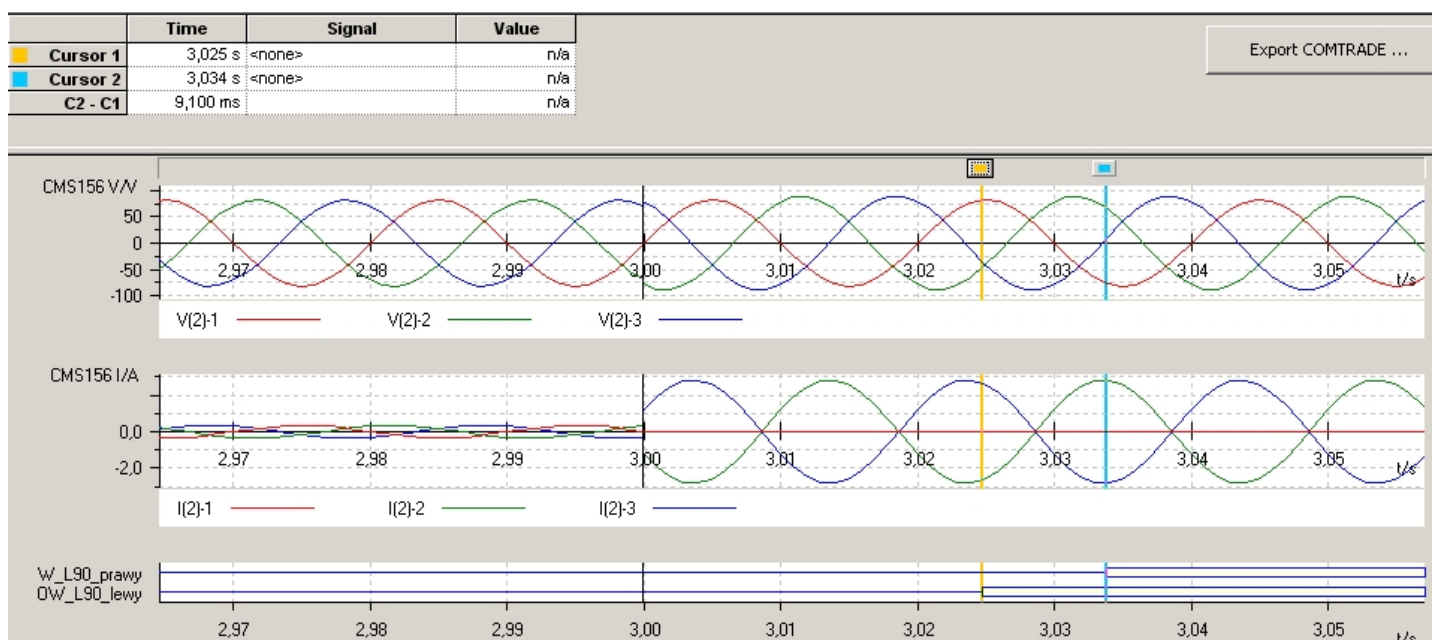


Rys. 9. Widok programu EnerVista UR Plus Setup dla konfiguracji terminalu D90Plus; po lewej stronie drzewo funkcji urządzenia, po prawej – okno graficznej reprezentacji nastaw logiki programowalnej urządzenia (Flex Logic)





Rys. 10. Przykładowe wyniki testów systemu DCB (z kodowaniem 4-bitowym) dla sześciu rodzajów zwarć (symulowanych w parzystych sekundach sekwencji): pierwsze trzy zwarcia wewnętrzne, a drugie trzy zewnętrzne (w każdej trójce kolejno zwarcie trójfazowe, dwufazowe i jednofazowe); gdzie: Z1, Z2, Z4 – strefy 1, 2 i 4 (wsteczna); PKP – pobudzenie przekaźnika w danej strefie; Trip – mierzone zadziałanie danego przekaźnika (odpowiadające wysłaniu sygnału na otwarcie wyłącznika)



Rys. 11. Przykładowy pomiar opóźnienia zadziałania przekaźnika zdalnego (L90\_prawy) względem lokalnego (L90\_lewy) dla zwarcia międzyfazowego

Najistotniejszym zagadnieniem są opóźnienia zadziałania przekaźnika zdalnego względem lokalnego, odnotowane przy zastosowaniu poszczególnych rodzajów łącza transmisyjnego, oraz różnice pomiędzy nimi. Pomiary (rys. 11) dla każdego z połączeń zostały wykonane wielokrotnie dla transmisji w każdym z kierunków. Ich uśrednione wartości (dla obu kierunków transmisji sygnału) zebrano w tab. 1.

W przypadku braku koordynacji opóźnienie zadziałania przekaźnika zdalnego przekracza 500 ms. Związane jest to z jego działaniem w drugiej strefie.

Wykorzystanie automatyki POTT zapewnia obniżenie wartości tego opóźnienia do kilku-kilkunastu milisekund. Najmniejsze opóźnienie zostało odnotowane w bezpośrednim połączeniu Ethernet w standardzie IEC61850, co wynika z największej przepływności tego łącza – 100 Mb/s. Zastosowanie przełączników powoduje wprowadzenie dodatkowego opóźnienia na poziomie 1 ms, a zrealizowanie transmisji przez telekomunikacyjną sieć cyfrową SDH – kolejne 5 ms. Bezpośrednie łącze optyczne (64 kb/s) w standardzie C37.94 zapewnia opóźnienie na średnim poziomie blisko 7 ms, a po wprowadzeniu do sieci SDH – ok. 14 ms. Niewielka zwłoka czasowa działania przekaźnika zdalnego w przypadku bezpośredniego połączenia wejść/wyjść dwustanowych przekaźników serii D (poprzedni etap badań), wynosząca ok. 6 ms, wynika z wykorzystania szybkich (statycznych) wyjść dwustanowych typu Form-C.

Protokół komunikacyjny		Ethernet / IEC61850	C37.94
Moduł multipleksera SDH (TN1Ue firmy GE Multilin)		ETHER-100	DATA-NX64F
Opóźnienie sieci SDH [ms]	Zwarcie przy L90 (1) (L90_prawy)	5,2	7,4
	Zwarcie przy L90 (2) (L90_lewy)	5,5	6,9
	Średnio	5,35	7,15
Asymetria kierunkowa / (1) – (2) / [ms]		-0,3	0,5

Tab. 2. Zestawienie wartości opóźnień wprowadzanych przez sieć cyfrową SDH

Dodatkowe opóźnienie wprowadzane przez sieć cyfrową SDH (tab. 2) jest różne dla poszczególnych standardów telekomunikacyjnych. Dla transmisji w standardzie C37.94 sieć SDH generuje opóźnienie o ok. 40% większe (2 ms) niż dla protokołu Ethernet/IEC61850. Jest to spowodowane odmiennym dla obu standardów sposobem enkapsulacji i właściwej transmisji danych w sieci SDH. Dla połączeń optycznych (C37.94) wykorzystywany jest kontener wirtualny VC-12 (przepływność 2Mb/s),

wobec kontenera VC-3 (przepływność ok. 50 Mb/s) dla połączeń w protokole IEC61850 (mechanizm GOOSE/GSSE).

Asymetria kierunkowa opóźnień, wprowadzanego przez sieć SDH, jest niewielka (zaledwie kilka procent wartości całego opóźnienia) i niezdeteminowana kierunkowo – w przypadku jednego standardu ma (dla przyjętej konwencji pomiaru) wartość ujemną, a dla drugiego dodatnią.

Łącze komunikacyjne	Opóźnienie czasu zadziałania [ms]		Różnica kierunkowa [ms]
	Zwarcie przy L90 (1) / sygnał do L90 (2) /	Zwarcie przy L90 (2) / sygnał do L90 (1) /	
Ethernet/IEC61850 bezpośrednio	4,5	3	1,5
Ethernet/IEC61850 przez przełączniki	5,9	4,2	1,7
Ethernet/IEC61850 podłączone do SDH przez przełączniki	11,1	9,7	1,4
Bezpośrednie łącze optyczne C37.94	7	6,9	0,1
Połączenie C37.94 przez sieć SDH	14,3	13,8	0,5
Średnio:			1

Tab. 3. Zestawienie czasów zadziałania przekaźników z rozróżnieniem kierunku transmisji

Asymetria (ze względu na kierunek transmisji sygnału wywołującego) zwiększa się przy rozpatrywaniu całkowitego opóźnienia między działaniem przekaźników (tab. 3). W tym przypadku jest już ona zdeterminowana kierunkowo – opóźnienie było zawsze mniejsze podczas pracy przekaźnika L90 (1) jako zdalnego.

## 7. Wnioski końcowe

Różnorodność zarówno dostępnych automatyk współpracy z łączem, jak i możliwych kanałów transmisyjnych, pozwala na dostosowanie optymalnego układu koordynacji zabezpieczeń dla zróżnicowanych warunków technicznych i konfiguracji pracy. Testy zarówno syntetyczne, jak i rzeczywistej współpracy między zabezpieczeniami wykazały zdolność badanych urządzeń serii UR do skutecznej realizacji założonych zadań we wszystkich symulowanych przypadkach systemowych. Współczesne urządzenia zabezpieczeniowe charakteryzują się dużą funkcjonalnością i ogromnymi możliwościami konfiguracyjnymi.

Niezależnie od zastosowanego układu koordynacji i rodzaju łącza transmisyjnego przyspieszenie zadziałania przekaźnika zdalnego przy zwarcu bliskim jest znaczące – o rząd lub nawet dwa rzędy wielkości. Opóźnienie względem bezzwłocznego przekaźnika lokalnego jest przy tym niewielkie – znacznie mniejsze od typowych czasów zadziałania szybkiego badanych urządzeń zabezpieczeniowych (20–30 ms).

## BIBLIOGRAFIA

1. Bartosiewicz E., Wykorzystanie sieci WAN do koordynacji działania zabezpieczeń odległościowych, praca dyplomowa magisterska na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej, 2012.
2. Kowalik R., Januszewski M., Performance tests of power system protection, exchanging data through PDH network, *Electrical Review* 2008, No. 11, s. 20–26.
3. Kowalik R., Januszewski M., Tests of power system protections using SDH network, *Electrical Review* 2009, No. 4, s. 142–150.
4. Kowalik R., Januszewski M., Rasolomampionona D., Problems Found During Testing Synchronous Digital Hierarchical Devices Used on Power Protection Systems, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2012.
5. GE Multilin: D60 Line Distance Protection System – D60 Revision 6.0, dokumentacja techniczna, 2011.
6. GE Multilin: L90 Line Current Differential System – L90 Revision 6.0, dokumentacja techniczna, 2011.
7. GE Multilin: D90Plus Line Distance Protection System – L90Plus Revision 1.7, dokumentacja techniczna, 2012.
8. Siemens SIPROTEC: Distance Protection 7SA522 V4.70, dokumentacja techniczna, 2011.
9. Kowalik R., Januszewski M., Coordination of protections through the exchange of binary signals between power system substations in the IEC61850 protocol, *Electrical Review* 2009, No. 6, s. 195–201.

### Emil Bartosiewicz

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: emil.bartosiewicz@ien.pw.edu.pl

Studia inżynierskie i magisterskie, na kierunku elektrotechnika, ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (specjalność elektroenergetyka). Od 2012 roku doktorant w Instytucie Elektroenergetyki PW. Jego zainteresowania dotyczą urządzeń automatyki elektroenergetycznej oraz zastosowań nowoczesnych rozwiązań teleinformatycznych w elektroenergetyce.

### Ryszard Kowalik

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: ryszard.kowalik@ien.pw.edu.pl

Od 1989 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Jest współautorem nowoczesnych laboratoriów zabezpieczeń cyfrowych oraz techniki mikroprocesorowej uruchomionych w Zakładzie Automatyki IEN. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą urządzeń automatyki elektroenergetycznej, układów synchronizacji oraz systemów telekomunikacyjnych.

### Marcin Januszewski

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: majanusz@ien.pw.edu.pl

Od 1995 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. W 2002 roku został adiunktem w Zakładzie Automatyki Elektroenergetycznej PW. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą urządzeń automatyki elektroenergetycznej, układów zdalnego dostępu do zabezpieczeń oraz systemów telekomunikacyjnych.

## Overview and Example Test Results of Modern Pilot Schemes for Coordination of Line Distance Protection Relays

### Authors

Emil Bartosiewicz  
Ryszard Kowalik  
Marcin Januszewski

### Keywords

power system protection, testing of power system protection, SDH networks

### Abstract

The paper presents a short review of pilots schemes, which are available in modern line distance protection relays, and example results of common pilot schemes tests with the testing methods description. Some differences in implementations of selected pilot schemes have been shown for comparison reasons. Distance protection coordination functions have been tested for GE Multilin UR series devices. Every type of available pilot scheme has been checked in synthetic test and during the real coordination between D60 and D90Plus devices. For POTT scheme, coordination between two L90 protections has been realized by a sort of available different telecommunication link types, for comparison reasons too.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)



# Wpływ kołysań mocy na pracę zabezpieczeń odległościowych bloku na przykładzie zakłócenia w stacji przyelektrownianej

## Autorzy

Marcin Lizer  
Sylwia Wróblewska

## Słowa kluczowe

blok energetyczny, kołysania mocy, stabilność, zabezpieczenia impedancyjne bloku

## Streszczenie

W artykule 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 transformatora łączącego szyny 110 kV i 400 kV tej stacji. W jego następstwie doszło do zmiany konfiguracji sieci, która doprowadziła do utraty synchronizmu jednego z generatorów, a ostatecznie do całkowitego wyłączenia jednego z bloków elektrowni po zbędnym działaniu zabezpieczeń w czasie kołysań mocy.

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## 1. Wstęp

W artykule przedstawione zostaną wyniki analizy zakłócenia, jakie miało miejsce w stacji przyelektrownianej, do której przyłączone były bloki nr 1 i 2 jednej z krajowych 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 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. Artykuł zawiera skróconą analizę poprawności pracy funkcji zabezpieczeniowych bloków nr 1 i nr 2, które pobudzały się lub działały w czasie zakłócenia. Pokazano też wyniki analizy trajektorii impedancji widzianej przez zabezpieczenia odległościowe bloku nr 1 i 2 w czasie zakłócenia, ze względu na ocenę pracy tych zabezpieczeń. Przedstawiono analizę jakościową dotyczącą stabilności współpracy bloków nr 1 i 2 z siecią, w czasie poszczególnych etapów zakłócenia.

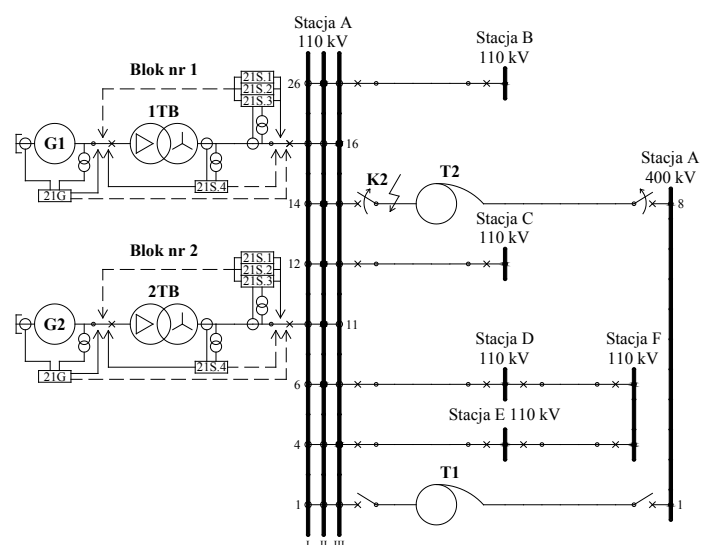
Artykuł kończą wnioski dotyczące przyczyn powstania zakłócenia oraz sposobów unikania podobnych zdarzeń w przyszłości.

## 2. Początkowa konfiguracja stacji przyelektrownianej

Zaprezentowane zostaną wybrane informacje na temat stanu pracy i konfiguracji stacji przyelektrownianej (rys. 1) oraz bloków nr 1 i nr 2, istotne dla analizy zakłócenia.

Przed wystąpieniem zakłócenia blok nr 2 przyłączony był do systemu II stacji A. Do systemu tego przyłączone były również trzy linie 110 kV łączące stację A ze stacjami: B, C i D. Blok nr 1

przyłączony był do III systemu stacji A i był powiązany z blokiem nr 2 poprzez sieć 110 kV. Przed zakłóceniem stacja A sprzęgnięta była z siecią 400 kV poprzez transformator T2. Drugi transformator sprzęgający T1 był wyłączony. Konfiguracja pozostałych pól stacji przyelektrownianej była nieistotna dla prowadzonej analizy. Uproszczony schemat konfiguracji sieci przed rozpatrywanym zakłóceniem pokazano na rys. 1. W tab. 1 zebrano dane elementów bloku nr 1 i 2 istotne dla analizy.



Rys. 1. Uproszczona konfiguracja sieci przed wystąpieniem analizowanego zakłócenia

Parametr	Wartość
<b>Generator G1 i G2</b>	
Moc pozorna, znamionowa $S_{nG}$	426 MVA
Współczynnik mocy, znamionowy $\cos \varphi_n$	0,85
Napięcie znamionowe $U_{nG}$	22 kV
Prąd znamionowy $I_{nG}$	11180 A
Reaktancja synchroniczna* $x_d$	250%
Reaktancja przejściowa* $x_d'$	33%
Reaktancja podprzejściowa* $x_d''$	22%
Mechaniczna stała czasowa turbozespołu $T_m$	6,45 s
<b>Transformator blokowy 1TB i 2TB</b>	
Moc pozorna, znamionowa $S_{nTB}$	426 MVA
Grupa połączeń	YNd11
Napięcie znamionowe strony DN $U_{nDN}$	22 kV
Napięcie znamionowe strony GN $U_{nGN}$	126,5 kV
Napięcie zwarcia $u_z$	12,5%

\* Przyjęto, że reaktancje generatora w osi d i q są sobie równe

Tab. 1. Zestawienie danych elementów bloku nr 1 i 2

Przed wystąpieniem zakłócenia moc zwarcia 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 były aktywne m.in. następujące funkcje istotne dla prowadzonej analizy:

1. Funkcja impedancyjna bloku (21G) i reagująca na poślizg biegunów wirnika generatora (78), które mierzą napięcie na zaciskach generatora i prąd w jego punkcie zerowym; aktywne w terminalach REG670 (rys. 2 [1]).
2. Funkcje odległościowe z aktywnymi blokadami kotłosańowymi (PSB), które mierzą prąd i napięcie w polu blokowym, aktywne w przekaźnikach: REL670 (21S.1 patrz rys. 3 [3]), RED670 (21S.2 patrz rys. 3 [2]) i 7SA522 (21S.1 patrz rys. 4 [6]).
3. Funkcja odległościowa z aktywną blokadą kotłosańową (PSB), która mierzy napięcie i prąd w obwodach GN transformatora blokowego, aktywna w przekaźniku: RED670 (21S.4 patrz rys. 5 [2]).

W systemie zabezpieczeń bloku nr 1 były aktywne takie same funkcje odległościowe jak dla bloku nr 2 (rys. 2), istotne dla prowadzonej analizy.

Strefy zabezpieczeń odległościowych skierowane w stronę sieci działaniem powodują otwarcie wyłącznika blokowego danego bloku oraz ograniczenie dopływu pary do jego turbiny (praca na potrzeby własne PPW). Taką samą reakcją powoduje działanie strefy 2 zabezpieczenia 21G bloku nr 2. Strefy zabezpieczeń odległościowych skierowane w stronę bloków działaniem powodują otwarcie wyłączników: blokowego, generatorowego, wzbudzenia i potrzeb własnych (wyłączenie części elektrycznej bloku) oraz odcięcie dopływu pary do turbiny bloku (praca luzem kotła PLK). Taką samą reakcją powoduje działanie strefy 1 zabezpieczenia 21G bloku nr 2.

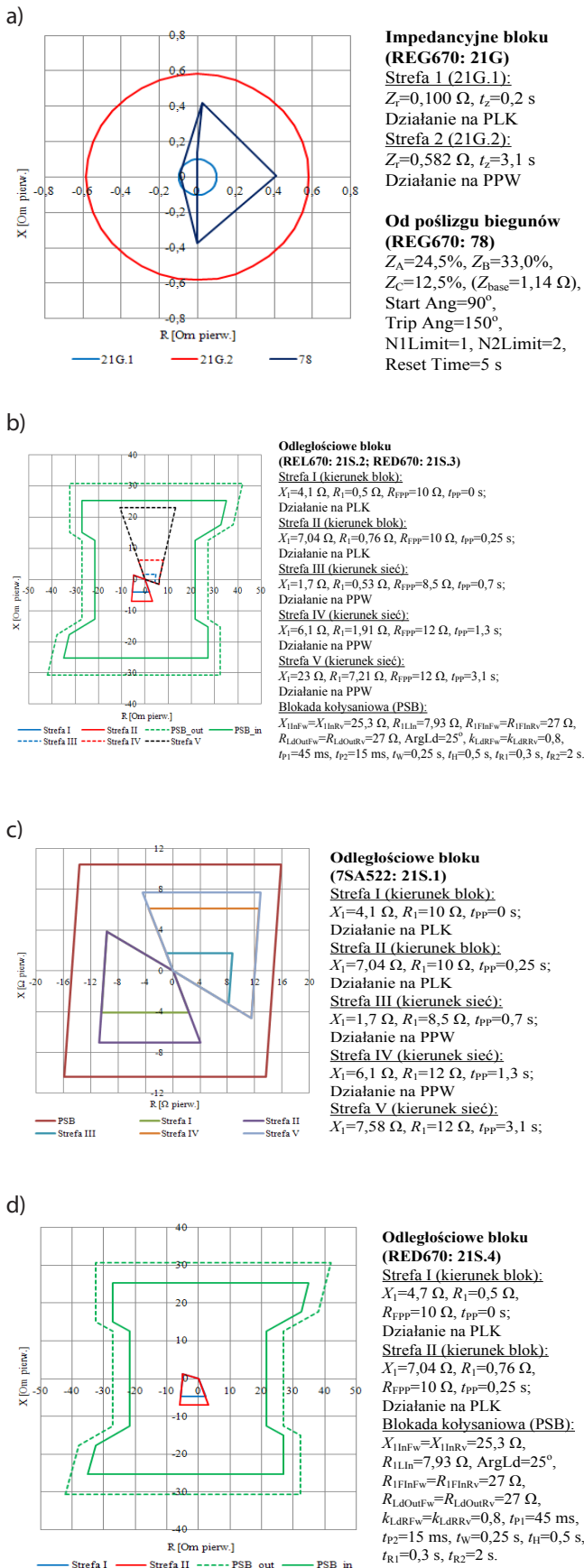
### 3. Chronologiczny przebieg zdarzeń analizowanego zaktócenia

W dniu awarii ok. godz. 08:38:02.358 doszło do dwufazowego (L1-L2) zwarcia w polu 14 stacji A. Zwarcie zostało wyłączone po ok. 70 ms przez zabezpieczenia pola.

Zwarcie spowodowało pobudzenie się następujących funkcji zabezpieczeniowych w układzie zabezpieczeń bloku nr 2: funkcji reagującej na asymetrię obciążenia generatora G2 (REG670: 46.1) o godz. 08:38:02.364, blokady kotłosańowej (ang. Power Swing Blocking, PSB) zabezpieczenia odległościowego 21S.4, w urządzeniu RED670 (półkomplet zainstalowany na zaciskach strony GN transformatora 2TB), o godz. 08:38:02.368 oraz impedancyjnej (REG670: 21G, strefa 2) o godz. 08:38:02.371.

Pobudzenie zabezpieczenia od asymetrii obciążenia było prawidłowe – miało miejsce niesymetryczne zwarcie w sieci. Również pobudzenie strefy zewnętrznej zabezpieczenia impedancyjnego 21G i stref blokady PSB zabezpieczenia odległościowego 21S.4 było poprawne, ponieważ zwarcie miało miejsce blisko generatora (pod względem impedancji).

W czasie zwarcia pobudziły się następujące funkcje w układzie zabezpieczeń bloku nr 1: reagująca na asymetrię obciążenia generatora (ZAZ-GT2: As) o godz. 08:38:02.390, od skutków przeciążeń stojana (ZAZ-GT2: IpGn) o godz. 08:38:02.423, od skutków przeciążeń wirnika (ZAZ-GT2: IpW) o godz. 08:38:02.423, impedancyjna bloku (ZAZ-GT2: XB) o godz. 08:38:02.423 oraz reagująca na zwarcia doziemne wirnika (ZAZ-GT2: ZW) o godz. 08:38:02.423. Również w bloku nr 1 pobudzenie się zabezpieczeń było uzasadnione. Jedynie zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych wirnika (ZAZ-GT2: ZW) pobudziło się zbędnie (prawdopodobnie w wyniku zmiany rozptyłu prądów wałowych w warunkach forsowania wzbudzenia w czasie zwarcia). Ze względu na opóźnienie działania wymienionej funkcji nie doszło do jej zadziałania w czasie zwarcia w polu 14 stacji A.



Zwarcie zostało zlikwidowane w wyniku zadziałania zabezpieczenia odległościowego typu REL511 po stronie 110 kV transformatora T2 (pole 14). Zabezpieczenie to spowodowało jego obustronne wyłączenie o godz. 08:38:02.429. Po wyłączeniu zwarcia odzwbudziły się pobudzone wcześniej zabezpieczenia bloków nr 2 i nr 1.

Już po zlikwidowaniu zwarcia doszło do zbędnego zadziałania zabezpieczeń odległościowych typu RTX35 w cyklu SPZ WZ (wyłącz-załącz), w stacji C (ok. godz. 08:38:02.474) i w stacji B (ok. godz. 08:38:02.533) w polach linii biegnących do stacji A (patrz rys. 1).

Wyłączenie transformatora T2 oraz linii łączących stację A ze stacjami B i C zainicjowało asynchroniczne kołysania mocy generatora G2, podczas których doszło do następującej sekwencji zdarzeń:

- załączenie wyłącznika w stacji B w polu linii łączącej tę stację ze stacją A, w cyklu SPZ ok. godz. 08:38:02:874
- pobudzenie strefy 2 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (REG670: 21G) ok. godz. 08:38:02.894
- pobudzenie zabezpieczenia od skutków poślizgu biegunów generatora G2 (REG670: 78) o godz. 08:38:02.912
- załączenie wyłącznika w stacji C w polu linii biegnącej do stacji A w cyklu SPZ ok. godz. 08:38:02:999
- wyłączenie wyłącznika w stacji A w polu linii biegnącej do stacji B przez zabezpieczenie odległościowe RTX35 bez funkcji blokady kołysaniowej o godz. 08:38:03.014
- pobudzenie strefy 1 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (REG670: 21G) o godz. 08:38:03.107
- zadziałanie 1 strefy zabezpieczenia odległościowego bloku 21S.4 (RED670) o godz. 08:38:03.154.

W wyniku zadziałania zabezpieczenia odległościowego 21S.4, aktywnego w przekaźniku RED 670 w obwodach GN transformatora 2TB, blok nr 2 został całkowicie wyłączony (nastąpiło otwarcie wyłączników: blokowego w polu 11 stacji A, generatorowego, wzbudzenia oraz zasilania potrzeb własnych). Ponadto, ze względu na zablokowaną automatykę SZR w rozdzielniach potrzeb własnych bloku, został wyłączony kocioł tego bloku.

#### 4. Analiza działania zabezpieczeń impedancyjnych bloku nr 1 i 2

Na podstawie rejestracji wykonanych w czasie analizowanego zakłócenia przez przekaźniki REG670 i RED670 (półkomplet zainstalowany po stronie GN transformatora 2TB i w polu nr 11 stacji A) bloku nr 2 oraz przekaźnik REL670 (w polu nr 16 stacji A) bloku nr 1 wyznaczono trajektorie impedancji widzianych przez te przekaźniki. Do wyznaczenia wartości chwilowych rezystancji i reaktancji z zarejestrowanych wartości chwilowych prądów i napięć użyto algorytm A3 Łobosa [6].

W przypadku przekaźnika REG670 bloku nr 2 impedancja wyznaczana jest dla każdej fazy indywidualnie na podstawie pomiarów prądu w punkcie neutralnym generatora i napięcia na jego zaciskach. Na rys. 3 pokazano przebiegi prądu i napięcia w fazie L1, a na rys. 4 odpowiadającą im trajektorię impedancji naniesioną

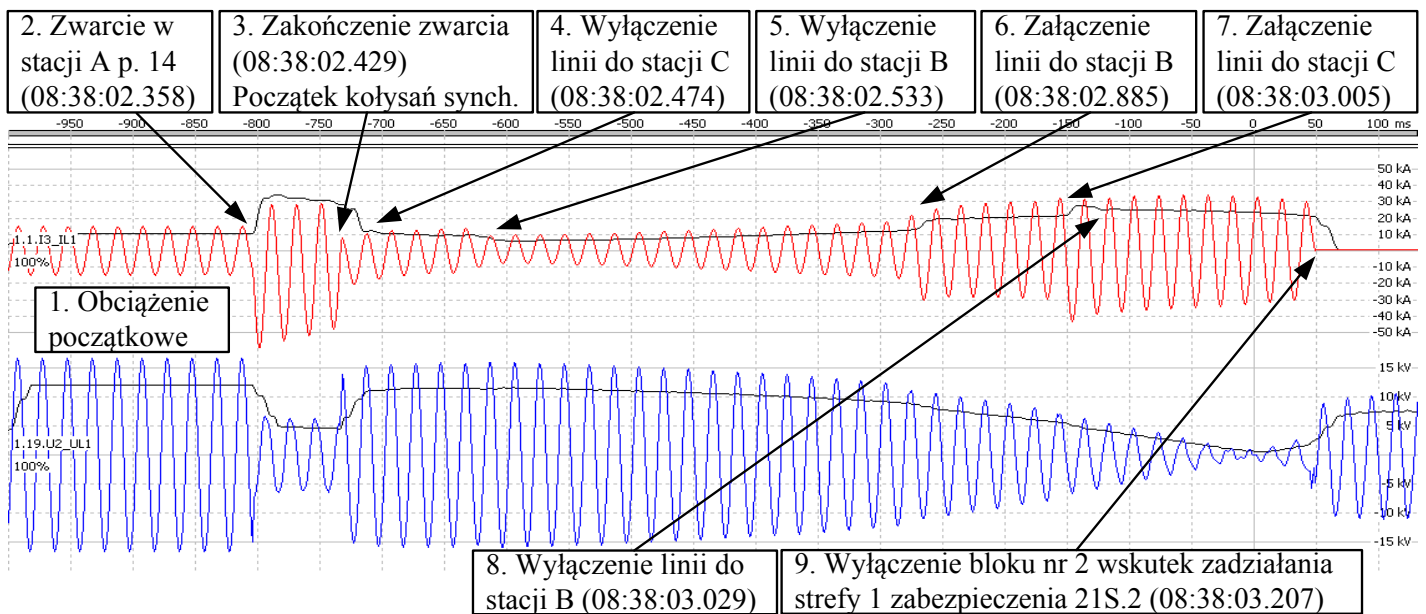
Rys. 2. Charakterystyki rozruchowe i nastawienia funkcji zabezpieczeniowych bloku nr 2: a) 21G i 78, b) 21S.1 i 21S.2, c) 21S.3, d) 21S.4

na charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia impedancyjnego bloku (REG670: 21G) oraz reagującego na poślizg biegunów wirnika generatora (REG670: 78) bloku nr 2.

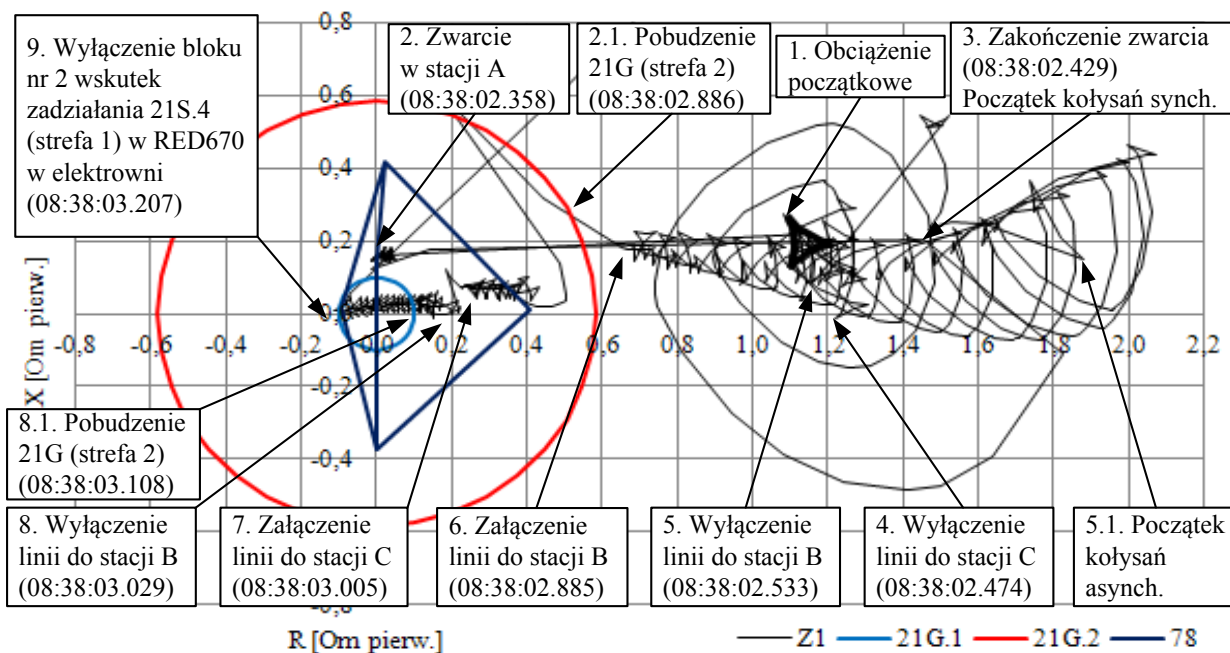
W przełącznikach REL670 i RED670 impedancja wyznaczana jest dla pętli zwarć międzyfazowych i zwarć doziemnych. Na rys. 5 pokazano trajektorię impedancji dla pętli zwarcia dwufazowego L1-L2, mierzoną (widzianą) przez przełącznik odległościowy RED670 (półkomplet zainstalowany w elektrowni po stronie GN transformatora 2TB) w czasie analizowanego zakłócenia. Trajektorię przedstawiono na płaszczyźnie impedancji razem z charakterystykami zabezpieczenia 21S.4 bloku nr 2.

Na rys. 6 pokazano analogiczną trajektorię widzianą przez przełącznik odległościowy RED670 bloku nr 2, zainstalowany w stacji. Na płaszczyźnie impedancji poza trajektorią impedancji pokazano charakterystyki rozruchowe zabezpieczenia odległościowego 21S.2 tego bloku.

Na rys. 7 pokazano analogiczną trajektorię impedancji widzianą przez przełącznik odległościowy REL670 w polu bloku nr 1 stacji A wraz z charakterystykami rozruchowymi funkcji 21S.2 tego przełącznika. Na rys. 3–7 zaznaczono numerami chronologię zdarzeń odpowiadającą opisowi zakłócenia z punktu 3.

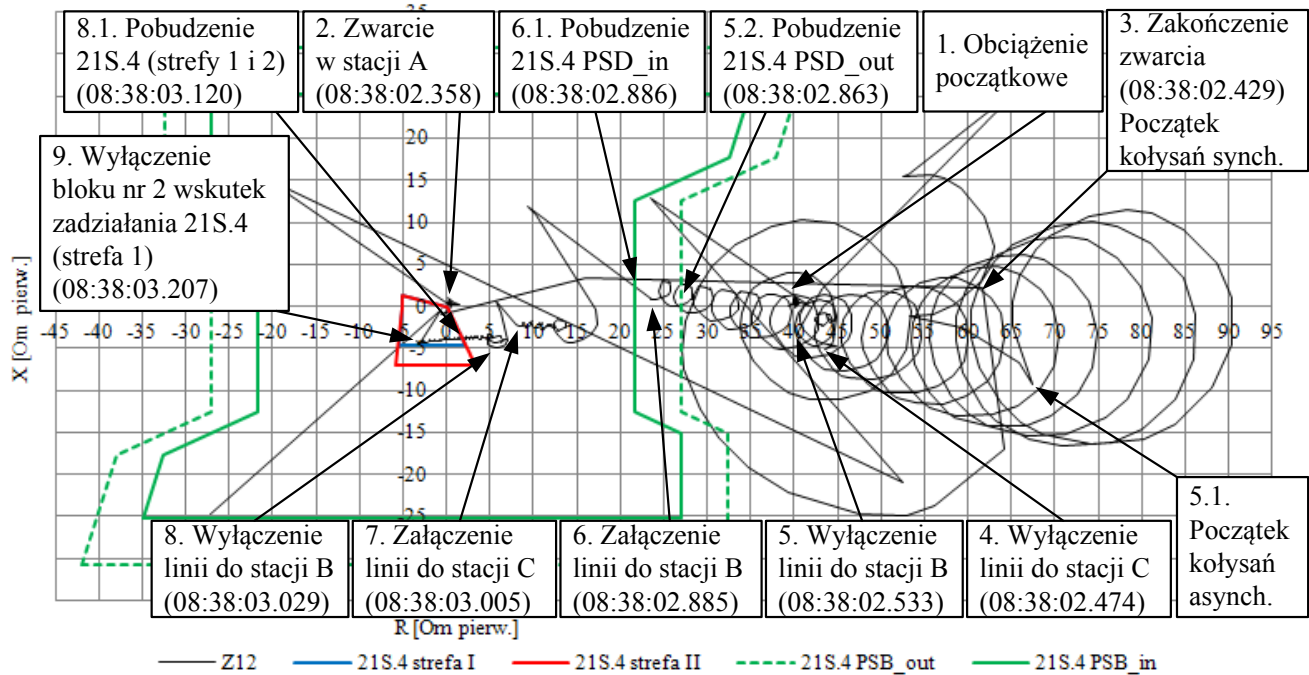


Rys. 3. Przebiegi prądu w punkcie neutralnym (czerwony) i napięcia na zaciskach generatora (niebieski) w fazie L1, zarejestrowane przez przełącznik REG670 bloku nr 2

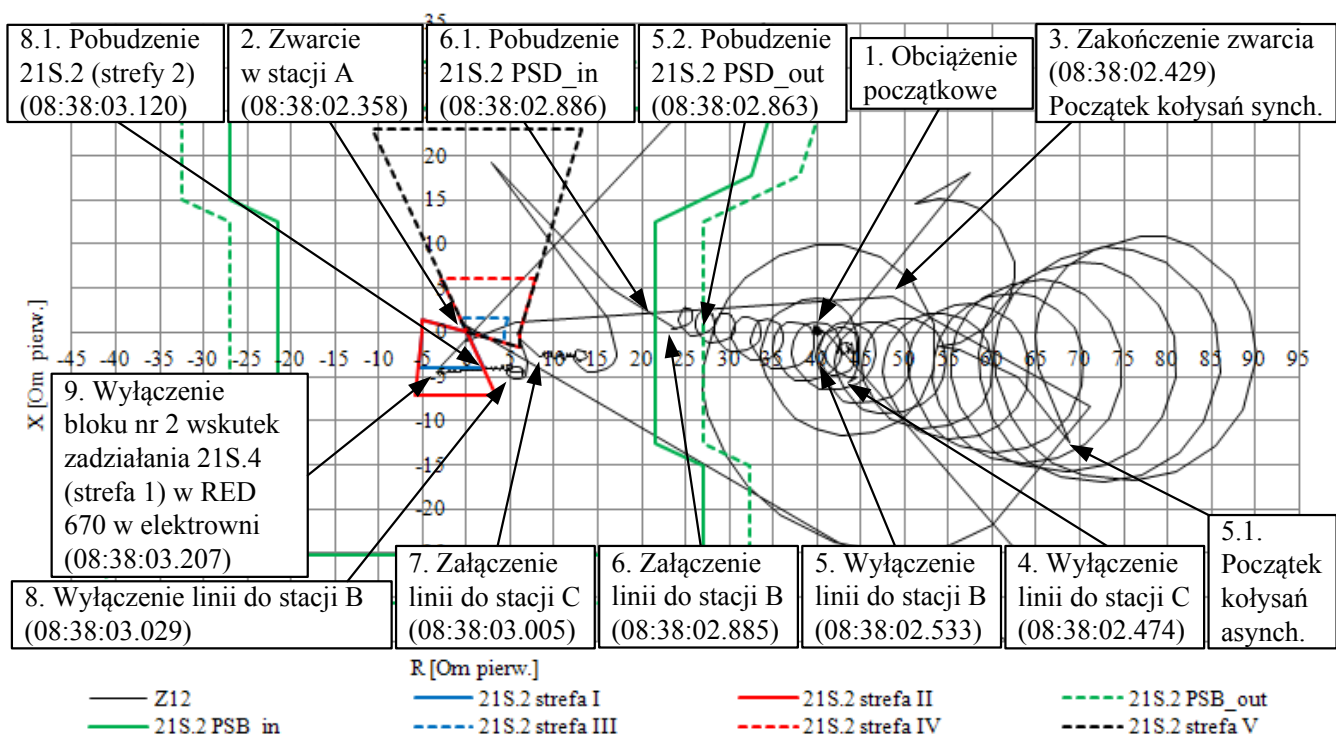


Rys. 4. Trajektorie impedancji widziane w fazie L1 funkcji 21G, przełącznik REG670 bloku nr 2



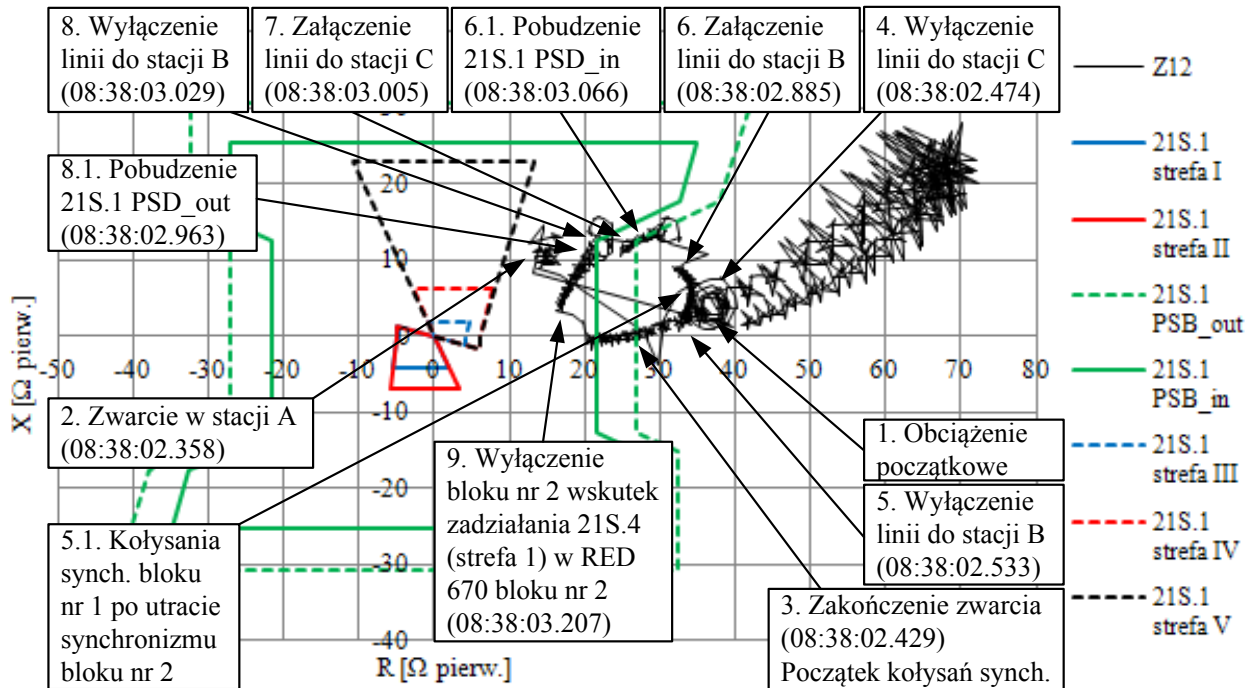


Rys. 5. Trajektoria impedancji dla pętli L1-L2 widziana przez funkcję 21S.4 przekaźnika RED670 bloku nr 2 (półkomplet w elektrowni)



Rys. 6. Trajektoria impedancji dla pętli L1-L2 widziana przez funkcję 21S.2 przekaźnika RED670 bloku nr 2 (półkomplet w stacji)





Rys. 7. Trajektoria impedancji dla pętli L1-L2 widziana przez funkcję 21S.1 przełącznika REL670 bloku nr 1 (półkomplet w stacji)

Należy zwrócić uwagę na to, że dzięki szybkiej likwidacji zwarcia w polu 14 stacji A zarówno blok nr 2, jak i nr 1 utrzymały synchronizm pracy z siecią. Po zwarcu wystąpiły kołysania synchroniczne, poprzez które bloki powróciły w pobliże punktu pracy sprzed zwarcia.

Jak wskazują przedstawione powyżej 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 (pkt 4 i 5 na rys. 3–7). 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 14 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 pkt 5.1 i 6 na rys. 3–7) 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. 3–7). Spowodowało to zmianę warunków kołysań, objawiającą się nieznacznym zmniejszeniem się promienia i przesunięciem środka koła obrotu asynchronicznego na płaszczyźnie impedancji. Wskutek 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 nastawionych czasów  $tP1 = 45$  ms funkcji 21S.1, 21S.2 i 21S.4. W związku z tym blokada PSB nie została aktywowana w żadnej w powyższych funkcji zabezpieczeniowych. Chwilę później została ponownie załączona w cyklu SPZ linia biegnąca do stacji C (pkt 6 na rys. 3–7). Praktycznie w tym samym czasie została definitywnie wyłączona linia biegnąca do stacji B (pkt 8 na rys. 3–7) na skutek zadziałania zabezpieczenia odległościowego w stacji A, w warunkach kołysań mocy (zabezpieczenie to nie miało blokady PSB).

Powyższe zdarzenia zmieniły charakter kołysań asynchronicznych bloku nr 2 – promień okręgu stanowiącego obwiednię trajektorii impedancji uległ dalszemu zmniejszeniu, a jego środek nieznacznie się przesunął. Po zmianach konfiguracji sieci, związanych z działaniem automatyki SPZ w stacjach B i C kołysania asynchroniczne bloku nr 2 przenieśli się na stronę bloku (poniżej osi R).

W tym stanie wektor impedancji przemieścił się do 1 strefy zabezpieczenia 21G (REG670), do strefy 2 zabezpieczeń 21S.2 (REL670) i 21S.3 (RED670 zainstalowane w polu blokowym) oraz do strefy 1 i 2 zabezpieczenia 21S.4 (RED670 zainstalowane w elektrowni). Konfiguracja funkcji 21S.4 przewidywała bezzwłoczne działanie strefy 1. Zatem po przemieszczeniu się wektora impedancji do obszaru działania tej strefy (pkt 8.1 na rys. 5), przy nieaktywnej blokadzie PSB, nastąpiło jej zadziałanie, co spowodowało całkowite wyłączenie bloku nr 2 z czasem własnym wyłączników (pkt 9 na rys. 3–7).

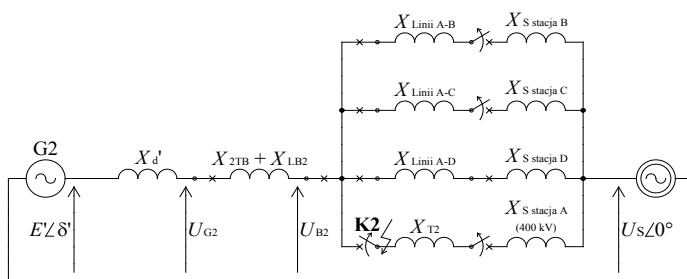
Blok nr 1 przez cały czas trwania zakłócenia współpracował synchronicznie z siecią i podlegał niezbyt silnym kołysaniom synchronicznym (rys. 7).

Po ponownym załączeniu linii łączącej stację A ze stacją B wektor impedancji przemieścił się do zewnętrznej strefy blokady PSB

zabezpieczenia odległościowego bloku nr 1 21S.2 (REL670). Wektor impedancji przebywał pomiędzy strefą wewnętrzną i zewnętrzną blokady tego zabezpieczenia przez ok. 103 ms, a więc dłużej niż nastawienie czasu  $t_{P1} = 45$  ms blokady, co wywołało jej aktywację. Można uznać, że aktywacja blokady była zbędna, ponieważ przez cały czas trwania stanu nieustalonego bloku nr 1 wektor impedancji znajdował się w bezpiecznej odległości od charakterystyk rozruchowych stref zabezpieczenia 21S.1 (rys. 7).

## 5. Analiza warunków stabilności współpracy bloku nr 2 z siecią

Zagadnienia stabilności pracy bloku nr 2 w czasie opisywanego zakłócenia najłatwiej można wyjaśnić, posługując się kątowymi charakterystykami mocy bloku  $P(\delta')$  i metodą równych pól [5]. Schemat sieci z rys. 1 można na potrzeby powyższych rozważań sprowadzić do układu dwumaszynowego, pokazanego na rys. 8. W rozważaniach pominięto rezystancję elementów.



Rys. 8. Uproszczony schemat zastępczy sieci przyjęty do analizy stabilności pracy bloku nr 2

Generator G2 reprezentowany jest jako wewnętrzna siła elektromotoryczna w stanie przejściowym  $E'$  o fazy równej  $\delta'$  (kąt mocy w stanie przejściowym wyznaczany względem napięcia systemu zastępczego  $U_s$ ) oraz jako reaktancja przejściowa  $X_d'$  [5]. Moce zwarciove wpływające do szyn stacji 110 kV reprezentowane są poprzez odpowiadające im reaktancje  $X_S$  [5].

Wartość napięcia  $E'$  można oszacować, znając wartość napięcia na zaciskach generatora  $U_g$ , jego kąt fazowy  $\varphi$  i prąd  $I_g$  zgodnie z zależnością (1). W analizie można przyjąć, że wartość  $E'$  się nie zmienia [5].

$$E' \approx \sqrt{(U_g \cos \varphi)^2 + (U_g \sin \varphi + X_d' I)^2} \quad (1)$$

W celu określenia charakterystyki mocy w stanie przejściowym dla danego etapu analizy  $P(\delta')$  należy określić reaktancję zastępczą  $X_z$  pomiędzy źródłami  $E'$  i  $U_s$ , zależną od aktualnych mocy zwarciowych i konfiguracji połączeń. W ogólności charakterystykę  $P(\delta')$  opisuje równanie (2) [5].

$$P = \frac{E' U_s}{X_z} \sin \delta' = P_{\max} \sin \delta' \quad (2)$$

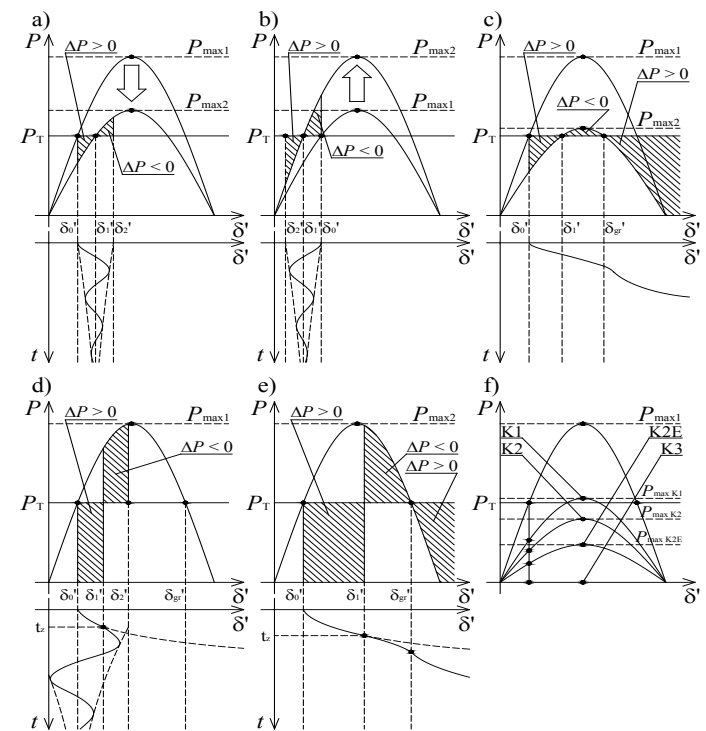
Znając maksymalną wartość charakterystyki mocy dla danego stanu sieci ( $P_{\max}$ ) oraz moc czynną obciążenia bloku przed zakłóceniem (w przybliżeniu równą mocy mechanicznej turbozespołu)  $P_T$ , da się oszacować dla tego stanu kąt  $\delta'$ . Można tego

dokonać poprzez podstawienie wartości  $P_T$  do równania (2). W analizie można przyjąć, że wartość  $P_T$  się nie zmienia [5].

W stanie ustalonym można przyjąć, że  $P_T \approx P(\delta')$ . W razie zmiany konfiguracji sieci (zmiany jej reaktancji zastępczej  $X_z$ ) lub w przypadku zwarcia wysokość charakterystyki mocy ( $P_{\max}$ ) może ulec nagłej zmianie. Możliwa jest sytuacja, w której  $\Delta P = P_T - P(\delta') > 0$ . Dodatnia różnica mocy wywołuje przyspieszanie wirnika generatora względem częstotliwości systemu, zgodnie z równaniem (3). Analogicznie, jeśli  $\Delta P < 0$ , to wirnik zacznie się opóźniać względem częstotliwości systemu [5].

$$\frac{T_m}{\omega_s} \frac{d^2 \delta'}{dt^2} + D \frac{d\delta'}{dt} = P_T - P(\delta') = \Delta P \quad (3)$$

gdzie:  $T_m$  – mechaniczna stała czasowa turbozespołu,  $\omega_s$  – pulsacja synchroniczna,  $D$  – współczynnik tłumienia.



Rys. 9. Przykładowe charakterystyki  $P(\delta')$  i przebiegi zmienności kąta  $\delta'$  przy: a) wzroście reaktancji  $X_z$ , b) obniżeniu  $X_z$ , c) silnym wzroście  $X_z$ , d) szybko wyłączonym zwarciu trójfazowym w sieci, e) wolno wyłączonym zwarciu trójfazowym, f) charakterystyki  $P(\delta')$  przy różnych typach zwarcia w sieci

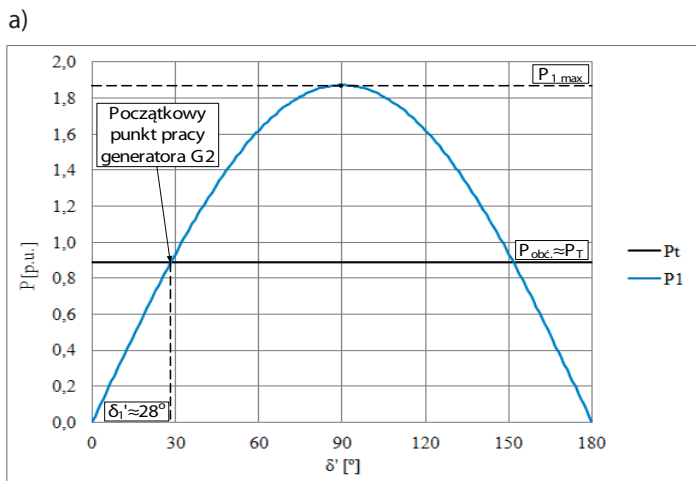
Jeśli zmiana  $X_z$  nie jest duża, układ osiągnie przez kołysania synchroniczne nowy punkt pracy (rys. 9a i b). Gdy natomiast zmiana  $X_z$  będzie zbyt duża, układ może nie być w stanie osiągnąć nowego stabilnego punktu pracy (rys. 9c). Pole przyspieszeń uzyskane w skutek obniżenia charakterystyki mocy będzie większe od dostępnego w danych warunkach pola hamowań. W tej sytuacji kąt mocy będzie nieustannie rósł i po przekroczeniu  $180^\circ$  nastąpi utrata synchronizmu pracy z siecią i asynchroniczne kołysania generatora [5].

Analogicznie, w sytuacji wystąpienia zwarcia, charakterystyka mocy ulegnie silnemu obniżeniu. Będzie ono tym większe, im

więcej faz sieci zostanie zwartych (rys. 9f) i im bliżej generatora będzie się znajdować jego miejsce. W zależności od czasu trwania zwarcia w określonych wyżej warunkach generator, po zlikwidowaniu zakłócenia, pozostanie w synchronizmie z siecią (czas zwarcia krótszy od czasu granicznego w danych warunkach tgr, rys. 9d) lub utraci stabilność (czas zwarcia dłuższy od tgr, rys. 9e). Jako tgr należy tu rozumieć czas likwidacji zwarcia, przy którym w danych warunkach uzyskane pole przyspieszeń będzie dokładnie równe możliwemu do uzyskania polu hamowań [5]. Uwzględniając powyższe zależności, można przejść do jakościowej analizy warunków stabilności pracy bloku nr 2 w czasie analizowanego zakłócenia.

Poniżej przedstawiono wyniki analizy w jednostkach względnych, wyznaczonych względem parametrów znamionowych generatora G2 i sieci. Rozpatrywane zakłócenie można pod względem warunków stabilności podzielić na siedem etapów:

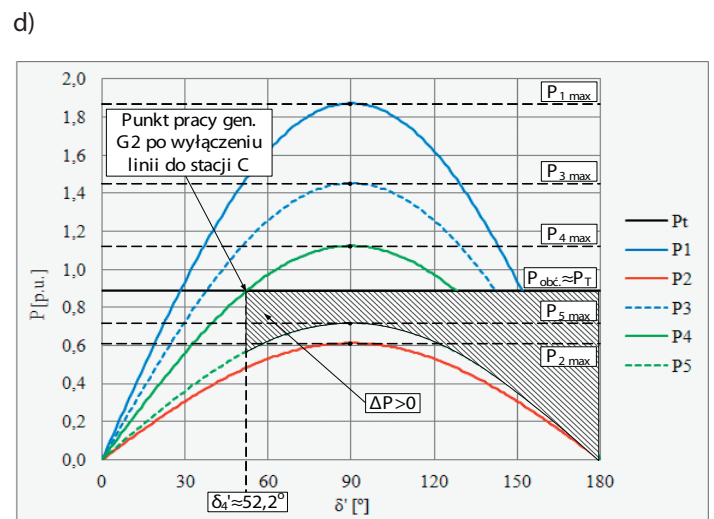
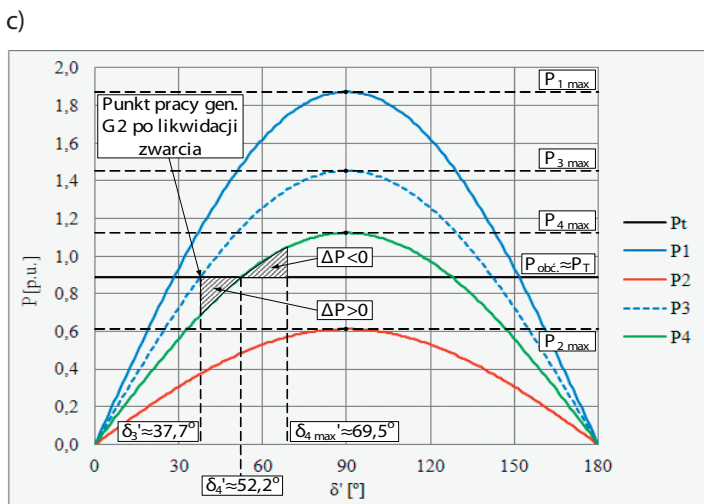
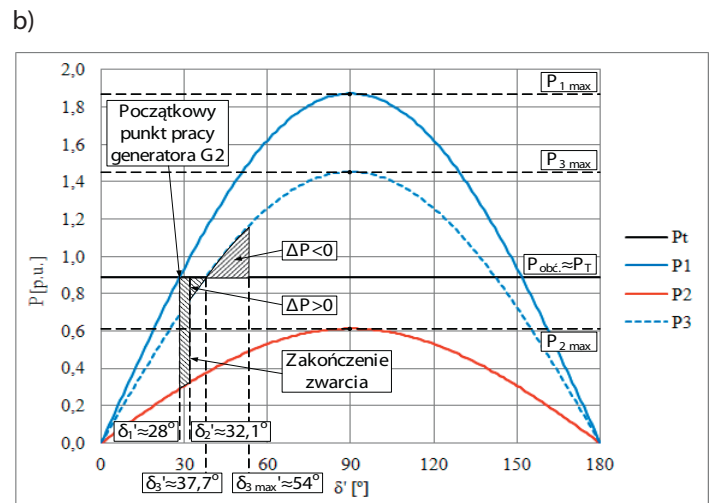
1. stan ustalony przed zwarciem w stacji A
2. zwarcie w polu 14 stacji A
3. stan po zwarcie i wyłączeniu transformatora T2
4. stan po wyłączeniu linii do stacji C
5. stan po wyłączeniu linii do stacji B
6. praca po ponownym załączeniu linii do stacji B



7. praca po ponownym załączeniu linii do stacji C i po defini-  
tywnym wyłączeniu linii do stacji B.

Charakterystyka  $P(\delta)$  generatora G2 dla stanu ustalonego przed powstaniem zwarcia (etap 1) pokazana jest na rys. 10a. Przyjęto, że moc mechaniczna turbiny jest równa obciążeniu mocą czynną generatora przed zwarciem. Wartość maksymalną charakterystyki  $P_{1max}$  oszacowano na podstawie danych z punktu 2 i zależności podanych powyżej. Dla stanu tego oszacowano kąt mocy jako  $\delta_1' \approx 28^\circ$ .

W momencie powstania zwarcia w polu 14 stacji A charakterystyka mocy uległa obniżeniu (rys. 10b) [5]. Na skutek dużej bezwładności wirnika generatora G2 kąt mocy w pierwszej chwili się nie zmienił. 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 mocy zaczął wzrastać. Zwarcie zostaje wyłączone po ok. 70 ms. Przez ten czas kąt mocy generatora G2 wzrósł do wartości  $\delta_2' \approx 32,1^\circ$ . Likwidacja zwarcia spowodowała wyłączenie transformatora T2 sprzęgającego szyny 110 kV i 400 kV stacji A. Wywołało to znaczące obniżenie mocy zwarciowej na szynach systemu II stacji A do ok. 1283 MVA (bez udziału generatora G2). Skutkowało to obniżeniem wartości



Rys. 10. Charakterystyki  $P(\delta)$  generatora G2 w stanie: a) przed zwarciem w stacji A, b) po zwarcie i wyłączeniu transformatora T2, c) po wyłączeniu linii łączącej stacje A-C, d) po wyłączeniu linii łączącej stacje A-B

maksymalnej charakterystyki mocy generatora G2 do wartości  $P_{3max}$ .

Po zwarciu moc czynna obciążenia generatora G2 (wynikająca z wartości charakterystyki mocy dla etapu 3, przy kącie mocy  $\delta_2' \approx 32,1^\circ$ ) była nadal mniejsza niż moc mechaniczna turbozespołu PT. Zatem  $\Delta P$  pozostało dodatnie i wirnik generatora po zwarciu nie przestał przyspieszać względem częstotliwości sieci. Kąt mocy wzrósł do wartości  $\delta_3' \approx 37,7^\circ$ , przy której  $\Delta P = 0$ .

W powyższym stanie wirnik generatora G2 obracał się z prędkością nadsynchroniczną. Zdobyta w czasie przyspieszania wirnika energia kinetyczna (proporcjonalna do pola przyspieszeń z rys. 10b) musiała zostać wytracona.

Po zrównaniu się mocy ( $\Delta P = 0$ ) kąt mocy wirnika generatora G2 nie przestał rosnąć. Doszło tym samym do sytuacji, w której  $\Delta P < 0$ , co doprowadziło do wyhamowania wirnika do prędkości synchronicznej przy kącie mocy  $\delta_{3max}' \approx 54^\circ$ .

W stanie tym pole hamowań ( $\Delta P < 0$ ) zrównało się z polem przyspieszeń ( $\Delta P > 0$ ) dla tego etapu (rys. 10b). Stan równowagi ( $\Delta P = 0$ ) dla powyższych warunków stabilności zostałby osiągnięty poprzez kołysania synchroniczne wokół kąta  $\delta_3' \approx 37,7^\circ$ . Współczynnik zapasu stabilności dla tego zdarzenia (rozumiany jako stosunek pozostałego po zdarzeniu pola hamowań do maksymalnego w danych warunkach pola hamowań) wyniósł  $k_{s1-3} \approx 0,93$ .

W czasie trwania kołysań synchronicznych po likwidacji zwarcia w polu 14 stacji A doszło do zbędnego wyłączenia linii łączącej tą stację ze stacją C (zbędne zadziałanie bezwzględnej wydłużonej strefy zabezpieczenia odległościowego w tej stacji). Spowodowało to dalsze obniżenie się mocy zwarciowej na szynach stacji A do ok. 760 MVA (bez udziału generatora G2) oraz obniżenie wysokości charakterystyki mocy generatora G2 do wartości  $P_{4max}$ . Powstały kołysania synchroniczne, poprzez które generator G2 osiągnąłby stabilny punkt pracy przy kącie mocy  $\delta_4' \approx 52,2^\circ$  (rys. 10c). Współczynnik zapasu stabilności dla tego zdarzenia wyniósł  $k_{s4} \approx 0,866$ .

Niedługo po wyłączeniu linii łączącej stacje A i C wyłączona została z tego samego powodu linia łącząca stacje A i B. Moc zwarciowa na szynach stacji A po tej zmianie konfiguracji obniżyła się do 376 MVA (bez udziału generatora G2). Przy tak niskiej mocy zwarciowej charakterystyka  $P(\delta')$  generatora G2 znalazła się pod prostą mocy mechanicznej turbozespołu PT, w pełnym zakresie kąta mocy w stanie przejściowym  $\delta'$  (rys. 10d). W tej sytuacji wartość  $\Delta P$  ponownie stała się większa od zera, a wirnik generatora G2 zaczął przyspieszać względem częstotliwości systemu. W opisywanych warunkach układ nie mógł osiągnąć stabilnego punktu pracy (przy którym  $\Delta P = 0$ ). Po wyłączeniu linii do stacji B kąt mocy zaczął się zwiększać i po przekroczeniu  $180^\circ$  generator G2 utracił synchronizm. Rozpoczęły się jego kołysania asynchroniczne.

Dalsze zmiany konfiguracji sieci (załączenia i wyłączenia linii do stacji B i C) zmieniały warunki kołysań asynchronicznych (środek i promień okręgu asynchronicznego na płaszczyźnie impedancji), co ilustrują przedstawione na płaszczyźnie impedancji zespolonej trajektorie impedancji (rys. 4–7). Na skutek tych zmian konfiguracji i zmian parametrów generatora G2 kołysania

asynchroniczne przeniosły się na stronę bloku nr 2 (poniżej osi R), co ostatecznie doprowadziło do zadziałania zabezpieczenia 21S.4 (RED670 w elektrowni) i do całkowitego wyłączenia bloku nr 2.

## 6. Wnioski

Przyczyną wyłączenia bloku nr 2 dużej elektrowni pracującej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, w czasie analizowanego zakłócenia, było zbędne zadziałanie szybkodziałającej strefy I zabezpieczenia odległościowego, zainstalowanego po stronie GN transformatora blokowego 2TB (RED670: 21S.4), w czasie asynchronicznych kołysań generatora G2.

Do utraty synchronizmu generatora G2 doszło w następstwie obniżenia się mocy zwarciowej systemu II stacji A, do której był on przyłączony. Moc zwarciowa obniżyła się po wyłączeniu transformatora T2, sprzęgającego szyny 110 kV i 400 kV stacji A (w którego polu powstało zwarcie) oraz na skutek zbędnego wyłączenia linii łączących stacje C i B ze stacją A. Do zbędnego wyłączenia tych linii doszło na skutek działania wydłużonych stref zabezpieczeń odległościowych RTX35, pracujących w polach liniowych stacji B i C. Działanie tych zabezpieczeń wyzwało cykl automatyki SPZ. Automatyka ta w czasie kołysań asynchronicznych generatora G2 powodowała ponowne załączanie i wyłączanie linii, co wpłynęło na kształt trajektorii impedancji widzianych przez przekładniki impedancyjne i odległościowe bloku nr 1 i 2.

Praca zabezpieczeń odległościowych linii z wydłużonymi szybkimi strefami rozruchowymi, przy braku uwspółbieżnienia z zabezpieczeniami na drugich końcach tych linii, grozi zbędnym działaniem w czasie zwarcia poza chronionymi odcinakami sieci. Wydłużone strefy zabezpieczeń odległościowych linii mogą być stosowane tylko przy współbieżnej pracy półkompletów zabezpieczeń na obu końcach zabezpieczanej linii. Jeśli uzyskanie współbieżnej pracy zabezpieczeń odległościowych linii nie jest możliwe, nie należy stosować stref wydłużonych.

Przy kołysaniach asynchronicznych, które wystąpiły w czasie analizowanego zakłócenia, działanie zabezpieczeń odległościowych bloku nr 2 powinno zostać zablokowane przez blokady PSB. Jednak zmiana charakteru kołysań mocy, spowodowana działaniem automatyki SPZ linii biegnących do sąsiednich stacji, uniemożliwiła spełnienie kryteriów algorytmów blokad PSB przekładników odległościowych RED670 i REL670 bloku nr 2.

W celu zwiększenia czułości detekcji kołysań mocy przez dostępne w przekładnikach REx670 blokady PSB proponujemy zmniejszenie zasięgu ich stref, tak aby sprawdzanie kryterium blokady odbywało się blisko stref rozruchowych podlegających blokowaniu. Dzięki temu zmniejszy się też ryzyko zbędnego blokowania przekładników, w czasie dalekich kołysań niezagrażających, zbędnym działaniem zabezpieczeń (tak jak miało to miejsce w bloku nr 1). 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 wykroczył 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 analizowanego zakłócenia pobudziła się nieselektywnie strefa 1 zabezpieczenia impedancyjnego bloku nr 2 (21G), które mierzy impedancję na zaciskach generatora i działa z niewielkim czasem 0,20 s. Do zadziałania nie doszło ze względu na szybsze wyłączenie bloku przez zabezpieczenie odległościowe 21S.4.

Ze względu na zagrożenie nieselektywnego wyłączenia bloku przy kołysaniach mocy w sieci przez strefę 1 zabezpieczenia impedancyjnego bloku (21G), należy wydłużyć jej czas opóźnienia działania do 0,6 s. Takie nastawienie w znacznym stopniu ograniczy ryzyko nieselektywnego działania wymienionego zabezpieczenia 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 trajektorie impedancji przebiegały poza charakterystyką rozruchową przełącznika 78.

Aktualna charakterystyka funkcji 78 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, zabezpieczenie 78 mogłoby zadziałać, gdyby blok nie został wcześniej wyłączony, to jednak należy zmodyfikować logikę działania zabezpieczenia 78.

Modyfikacja powinna polegać na zastosowaniu 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.

Blok nr 1 znacznie łagodniej przeszedł przez powyższe zakłócenie. Z powodu dużej odległości (w sensie impedancji) od miejsca wystąpienia zakłócenia pozostał on przez cały jego okres w synchronizmie z siecią i podlegał łagodnym kołysaniom synchronicznym. Mimo to powyższe uwagi mają zastosowanie również w odniesieniu do tego bloku.

## 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. ABB: Line distance protection REL670 – application manual, wersja 1.2, Październik 2011.
4. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa, 2007.
5. Nelles D., Opperskalski H., Digitaler Distanzschutz – Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen; DUV; Wiesbaden, 1991.
6. Siemens, SIPROTEC distance protection 7SA522 V4.70 – manual, luty 2012.

## Marcin Lizer

mgr inż.

Institut Energetyki

e-mail: Marcin.Lizer@ien.com.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2009). Obecnie pracuje w Pracowni Automatyki Elektroenergetycznej Instytutu Energetyki w Warszawie. Zakres jego zainteresowań zawodowych i naukowych obejmuje: zagadnienia związane z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową jednostek wytwórczych, rozproszonych źródeł energii oraz przesyłowych i dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych, a także zagadnienia związane ze stabilnością pracy jednostek wytwórczych w czasie zakłóceń.

## Sylwia Wróblewska

dr inż.

Institut Energetyki

e-mail: Sylwia.Wroblewska@ien.com.pl

Adiunkt naukowo-badawczy w Instytucie Energetyki. Autorka projektów konstrukcyjnych, statycznych, analogowych oraz cyfrowych zabezpieczeń generatorów i bloków generator, transformatorów produkowanych w kraju.

Autorka projektów koncepcyjnych zabezpieczeń generatorów i bloków energetycznych dla wielu elektrowni krajowych i zagranicznych. Jako pracownik Instytutu Energetyki uczestniczyła w ekspertyzach awarii w krajowych elektrowniach. oraz w pracach badawczych dotyczących EAZ sieci przesyłowej. Autorka rozdziałów w poradnikach oraz publikacji z dziedziny elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.



## Power Swings Impact on the Power Unit Distance Protection Relays Operation on the Example of Disturbance in Power Plant Substation

### Authors

Marcin Lizer  
Sylwia Wróblewska

### Keywords

power unit, power swing, stability, unit impedance protection

### Abstract

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.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Konstrukcja i działanie przykładowego urządzenia MERGING UNIT

## Autorzy

Kamil Gontarz  
Ryszard Kowalik  
Désiré D. Rasolomampionona  
Marcin Januszewski

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## Słowa kluczowe

zabezpieczenia cyfrowe, IEC 61850, urządzenia automatyki elektroenergetycznej

## Streszczenie

W artykule opisano konstrukcje nowoczesnych urządzeń cyfrowej automatyki zabezpieczeniowej, wykorzystujących technologie Ethernet jako główne medium wymiany informacji. Pozwala to na zbudowanie architektury komunikacyjnej systemu elektroenergetycznego, wykorzystującej wszystkie aspekty standardu IEC 61850.

## 1. Wstęp

Na przestrzeni ostatnich lat nastąpiła zmiana technologii wykorzystywanej do budowy urządzeń automatyki elektroenergetycznej. Rozwiązania analogowe statyczne zostały zastąpione przez układy mikroprocesorowe, charakteryzujące się nieporównanie większymi możliwościami funkcjonalnymi. Równie duży skok nastąpił w dziedzinie komunikacji z urządzeniami automatyki, co umożliwiło zbudowanie systemów lokalnego oraz zdalnego nadzoru urządzeń i obsługiwanych przez nie stacji elektroenergetycznych. Urządzenia wykorzystywane do budowania układów automatyki są obecnie coraz częściej wyposażane w porty komunikacyjne, pozwalające na wymianę danych z prędkością 10 lub 100 Mb/s, co umożliwia przesyłanie coraz bardziej rozbudowanych struktur danych, z wykorzystaniem skomplikowanych protokołów komunikacyjnych w czasie kilkunastu ms. Dane podlegające wymianie są zwykle oznaczone cechą czasu, której precyzja, ze względu na stosowanie systemu GPS, może sięgać ułamka mikrosekundy.

Z analizy obserwowanego w ostatnich latach rozwoju układów i urządzeń automatyki elektroenergetycznej wynika, że nowe możliwości pojawiające się w dziedzinie układów automatyki elektroenergetycznej ściśle zależą od właściwości funkcjonalnych używanych urządzeń automatyki oraz systemów telekomunikacyjnych.

W takiej sytuacji energetyka zawodowa stoi na progu zmian związanych z uproszczeniem okablowania stacyjnego, ujednoliceniem dostępu do danych dostępnych w urządzeniach mikroprocesorowych oraz tworzeniem nowych układów automatyki opartych na nowych rozwiązaniach technologicznych wykorzystujących wspomniane technologie (Ethernet/Intranet, GPS i zaawansowane protokoły komunikacyjne). Wychodząc naprzeciw tym wymaganiom, Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna IEC (ang. International Electrotechnical Commission) opracowała standard IEC 61850. Standard ten jest

w pewnym sensie koncepcją określającą sposób projektowania oraz budowę systemów elektroenergetycznych. Definiuje on system elektroenergetyczny jako model składający się z obiektowych modeli urządzeń połączonych w sieć.

Standard IEC 61850 wymaga dużej przepustowości transmisji oraz małych opóźnień. Typowe interfejsy szeregowy, takie jak RS232/422/485, stosowane dotychczas w systemach elektroenergetycznych, nie spełniają wymogów standardu IEC 61850. Dopiero wprowadzenie technologii Ethernet do obiektów energetycznych pozwoliło na zbudowanie platformy komunikacyjnej wykorzystującej aspekty standardu IEC 61850.

Obserwowana zmiana technologiczna powoduje, że obecnie stosowane urządzenia automatyki stacyjnej w przyszłości przestaną być atrakcyjne dla energetyki zawodowej ze względu na brak możliwości ich wykorzystania w nowych układach. Spowoduje to konieczność kupowania nowych urządzeń, których stopień skomplikowania w sensie wykorzystywanych standardów, protokołów komunikacyjnych oraz układów pomiarowych i synchronizacji jest znacznie większy od dotychczasowych. Z tego względu w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej opracowano nowoczesne urządzenia spełniające nowe wymogi energetyki. Konstrukcje urządzeń opisanych w tym artykule powstały w wyniku realizacji prac związanych z projektem pt. „Intranetowe urządzenie automatyki elektroenergetycznej nowej generacji”, realizowanym w ramach MNiSW 0492/R/T02/2007/03. Są one ciągle rozwijane i udoskonalane.

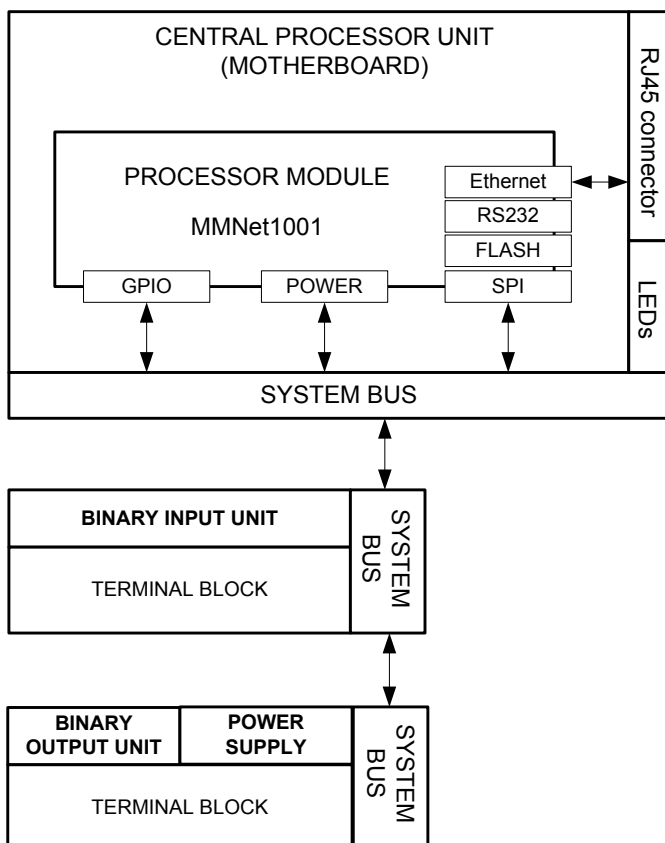
## 2. Konstrukcja urządzenia BICONIC

Konstrukcja urządzenia IED w wersji pierwszej, którą nazwano roboczo urządzeniem BICONIC, oparta została na przemysłowym komputerze z rodziny ARM9. Wykorzystanie mikrokontrolerów ARM9 do budowy tego typu urządzeń jest możliwe dlatego, że mają one odpowiednie poziomy odporności na zakłócenia

elektromagnetyczne, odpowiednią moc obliczeniową, łączy Ethernet oraz nie mają do czynienia z sygnałami (napięciowymi i prądowymi) pochodzącymi z obwodów wtórnych. Urządzenie to jest wyposażone w wejścia i wyjścia dwustanowe, przystosowane do współpracy z konwencjonalnymi urządzeniami stosowanymi do tej pory, więc jego zastosowanie nie wymaga ingerencji w konfigurację obwodów pierwotnych stacji.

Sterownik IED BICONIC został zaprojektowany w oparciu o komputer wbudowany, który jest miniserwerem z wejściami i wyjściami cyfrowymi oraz interfejsami komunikacyjnymi, umożliwiającymi sterowanie, monitorowanie lub zdalne nadzorowanie obiektu elektroenergetycznego.

Koncepcja komputera wbudowanego pozwoliła na opracowanie sterownika wielofunkcyjnego, zawierającego wszystkie niezbędne interfejsy (w szczególności Ethernet), a jednocześnie wyposażonego w wejścia i wyjścia obiektowe dwustanowe, dzięki którym urządzenie pełni kontrolę nad nadzorowanym obiektem. Sterownik BICONIC opracowany został z wykorzystaniem konstrukcji modułowej składającej się z jednostki centralnej, modułu wyjść dwustanowych oraz karty wejść dwustanowych. Schemat blokowy opracowanego sterownika BICONIC został przedstawiony na rys. 1.



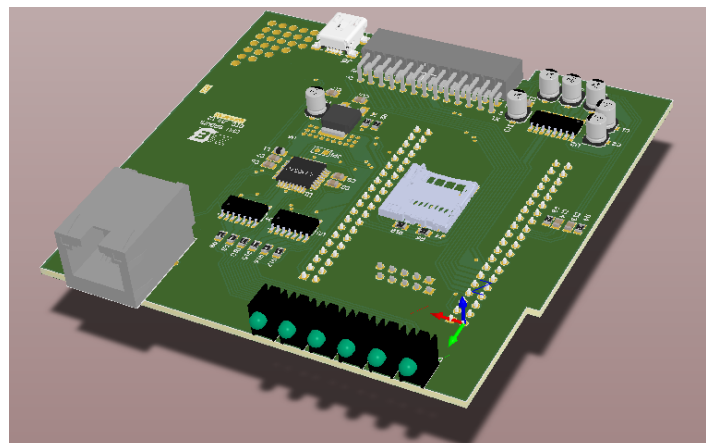
Rys. 1. Schemat blokowy urządzenia BICONIC

Jednostka centralna składa się z karty procesorowej i płyty głównej. Jako kartę procesorową wykorzystano gotowe rozwiązanie firmy Propox. Płyta główna została zaprojektowana w Instytucie Elektroenergetyki w celu dopasowania modułu do konstrukcji urządzenia BICONIC.

Komputer wbudowany jest uniwersalnym modułem przeznaczonym do pracy pod kontrolą systemów operacyjnych klasy Linux czy Windows CE. Wyposażony jest w szybki procesor z rodziny ARM9 (210 lub 400 MHz), 64 MB pamięci RAM, 1 GB pamięci Flash, Ethernet 100 Mbit oraz inne interfejsy komunikacyjne. Porty procesora zostały wyprowadzone na dwa złącza szpilkowe. Dzięki wykorzystaniu układów w obudowach BGA oraz wielowarstwowego obwodu drukowanego moduł ma małe wymiary, co sprawia, że jest idealnym rozwiązaniem dla kompaktowej budowy urządzenia BICONIC.

Komputer wbudowany oparty jest na 32-bitowym procesorze z rodziny ARM926-EJ o symbolu AT91SAM9260. Jednostka ta zaprojektowana jest w architekturze RISC. Charakteryzuje się ona dużą mocą obliczeniową przy stosunkowo niskim poborze mocy. Pozwala to na instalację systemów operacyjnych, z zaimplementowanymi mechanizmami wielowątkowości, stosem TCP/IP czy własnym systemem plików. Obecnie istnieje wiele systemów operacyjnych współpracujących z procesorami ARM. Do systemów tych można zaliczyć Windows CE, FreeBSD, jak również dystrybucje Linuxa opatrzone dodatkową nazwą embedded (np. Embedded Debian). W przeciwieństwie do układów opartych na jednostkach CPU x86, zaprojektowanych w architekturze CISC, nowoczesny układ ARM9 sprawia, że moduł procesora staje się wydajną i energooszczędną platformą niewydzielającą nadmiernej ilości ciepła. Komputer został wyposażony w 1 GB NAND Flash oraz 64 MB SDRAM, co jest wystarczające do poprawnej pracy systemu operacyjnego Linux wraz z uruchomionym serwerem IEC 61850 firmy Tamarack (obecnie Triangle MicroWorks, Inc.).

W celu adaptacji komputera do standardu urządzenia została opracowana karta bazowa. Jej zadaniem jest dostosowanie sygnałów i złącz komputera do ustandaryzowanej magistrali danych urządzenia BICONIC oraz dostosowanie kształtu płytki PCB do obudowy urządzenia. Dodatkowo karta bazowa ma za zadanie zbieranie parametrów pracy urządzenia (temperatura, wartości napięć), wyprowadzenie kontrolki sygnalizacyjnych oraz złącza Ethernet na panel przedni urządzenia. Na rys. 2 przedstawiono widok płytki bazowej dla komputera wbudowanego. Dostęp do systemu możliwy jest za pośrednictwem klienta SSH, poprzez interfejs Ethernet, jak również w przypadku prac serwisowych poprzez porty RS232/422/485.

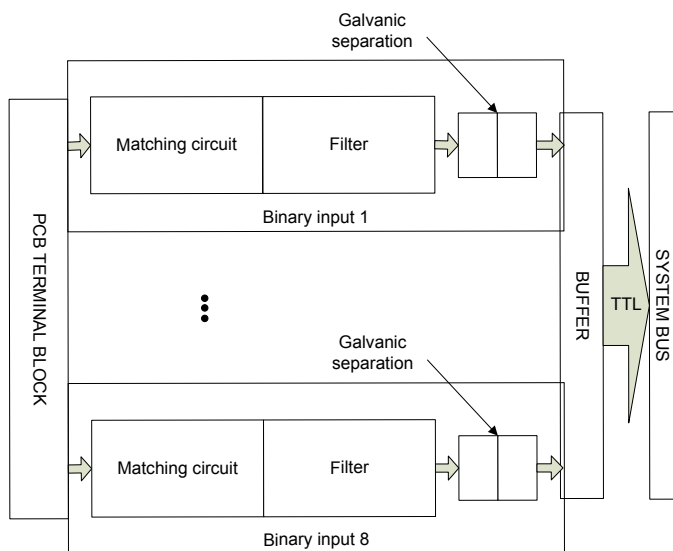


Rys. 2. Płyta główna jednostki centralnej urządzenia BICONIC

Karta wejść dwustanowych została zaprojektowana w celu odbierania sygnałów dwustanowych, które są źródłem informacji o położeniu styków wyłączników, odłączników, jak również informacji na temat zadziałania innych urządzeń zabezpieczających. Wszystkie sygnały cyfrowe podawane są na zaciski wejściowe złącza modułu. Podanie na dane wejście dwustanowe sygnału o wartości 220 V DC powoduje ustawienie wartości logicznej 1 na karcie, a następnie jej przesłanie do jednostki centralnej.

W przypadku braku napięcia na zacisku wejścia dwustanowego ustawiany jest stan logiczny 0. Karta została wyposażona w osiem wejść cyfrowych z separacją galwaniczną na poziomie 5 kV. Dodatkowo zostały zastosowane układy zabezpieczające przed podaniem impulsu przepięciowego, który spowodowałby uszkodzenie wejściowych układów elektronicznych urządzenia zabezpieczającego.

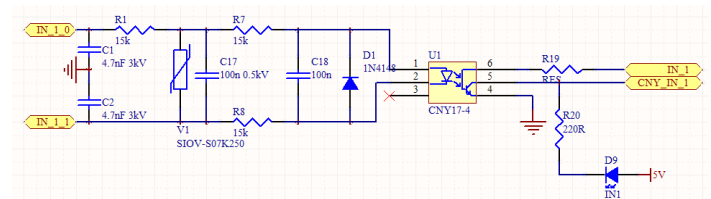
Na rys. 3 został przedstawiony schemat blokowy modułu wejść dwustanowych.



Rys. 3. Schemat blokowy karty wejść dwustanowych urządzenia BICONIC

Na rys. 4 przedstawiono układ wejścia dwustanowego po stronie pierwotnej. Układ składa się z dzielnika napięciowego, który realizują rezystory R1, R7 i R8. Wartości zostały tak dobrane, żeby wymuszony prąd diody transoptora nie przekroczył wartości dopuszczalnej przy podanym sygnale 220 V dc. Kondensatory C1 oraz C2 stanowią zabezpieczenie przeciwprzepięciowe, natomiast warystor V1 został zastosowany w celu eliminacji wzrostu napięcia na diodzie transoptora powstałego w wyniku przepięcia. Kondensatory C17 i C18 zostały zastosowane w celu eliminacji krótkotrwałych impulsów napięciowych. Dodatkowo układ został zabezpieczony diodą D1 przed podaniem na wejście dwustanowe napięcia o przeciwnej polaryzacji, które mogłoby spowodować przebicie diody transoptora, doprowadzając do jego uszkodzenia. Elementem odpowiadającym za separację galwaniczną karty wejść cyfrowych jest transoptor optyczny. Element ten jest zbudowany z fotoemitera (diody LED) oraz fotodetektora (fototranzystora) umieszczonego w jednej obudowie. Dzięki sprzężeniu optycznemu pomiędzy tymi elementami

transoptor przesyła sygnały elektryczne, zapewniając separację galwaniczną do 5 kV.



Rys. 4. Schemat ideowy wejścia dwustanowego

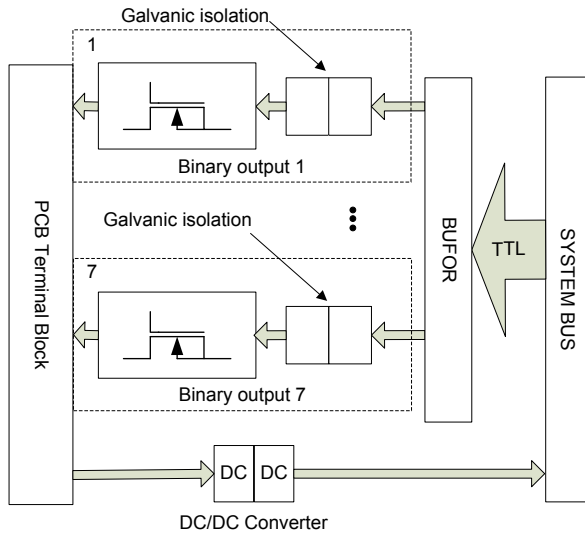
Fototranzystor transoptora pracuje w układzie wzmacniacza ze wspólnym emiterem. Gdy brak napięcia na zaciskach wejścia cyfrowego, potencjał na kolektorze fototranzystora (nóżce piątej transoptora) wynosi 5 V. W przypadku podania napięcia 240 V na wejście układu fototranzystor zaczyna przewodzić i potencjał na kolektorze spada do 0 V. Reasumując, transoptor odwraca fazę sygnału wejściowego, podając logiczne zero do bufora w przypadku obecności napięcia na wejściu karty, natomiast brak napięcia powoduje wystawienie logicznej jedynki na jedno z wejść bufora.

Karta wyjść dwustanowych służy do podawania sygnału dwustanowego z urządzenia zabezpieczeniowego do sterowanego obiektu, np. wyłącznika. Karta została wyposażona w siedem wyjść zbudowanych na przekaźnikach półprzewodnikowych – tranzystorach mocy typu MOSFET. Dzięki zastosowaniu przekaźników półprzewodnikowych szybkość załączania wzrosła z 40 ms do ok. 1 ms. Przekazniki półprzewodnikowe są bardziej odporne na proces starzeniowy wywołany liczbą załączeń, jak również mają możliwość komutowania większych wartości prądu. W przypadku klasycznych przekaźników wyłączanie dużych wartości prądu przyczynia się do powstania łuku między stykami przekaźnika, co powoduje ich uszkodzenie. Wszystkie wejścia mają izolację galwaniczną, dzięki której urządzenie zabezpieczeniowe jest odporne na różnego rodzaju zakłócenia występujące w obrębie stacji elektroenergetycznej. Ze względu na kompaktową budowę urządzenia karta wejść dwustanowych ma zintegrowaną przetwornicę DC/DC umożliwiającą bezpieczne zasilanie sterownika.

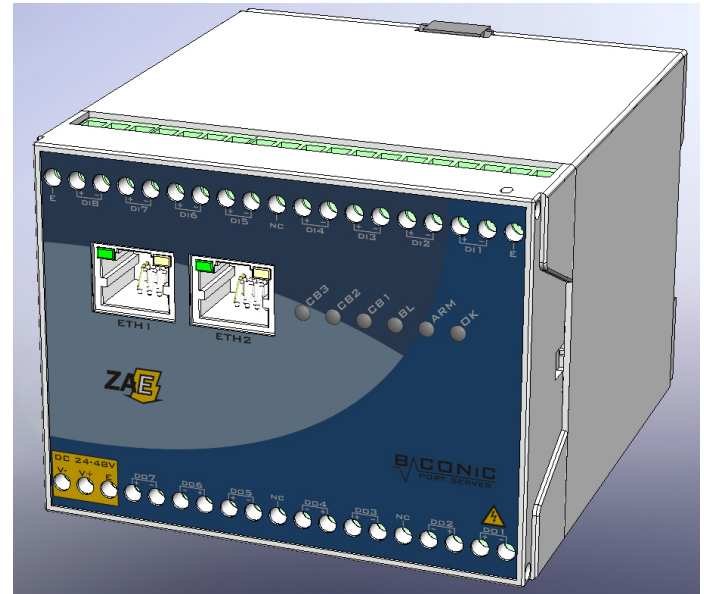
Na rys. 5 przedstawiono schemat blokowy układu wyjść dwustanowych.

Układ wyjść dwustanowych na karcie został zbudowany z wykorzystaniem przekaźników półprzewodnikowych. Elementem wykonawczym jest tranzystor mocy typu MOSFET. Jako układ sterujący zastosowano specjalny sterownik, który do sterowania tranzystorem nie wymaga dodatkowego źródła energii. W typowych rozwiązaniach elementem zasilającym obwód po stronie pierwotnej była przetwornica DC-DC, posiadająca odpowiednią izolację galwaniczną. Wiązało się to z zastosowaniem dodatkowych elementów, np. rezystorów wymuszających odpowiedni prąd dla bramki tranzystora. Elementy te zostały zastąpione jednym transoptorem, który wykorzystuje zjawisko fotowoltaiczne w celuysterowania tranzystora mocy. Transoptor składa się z diody LED



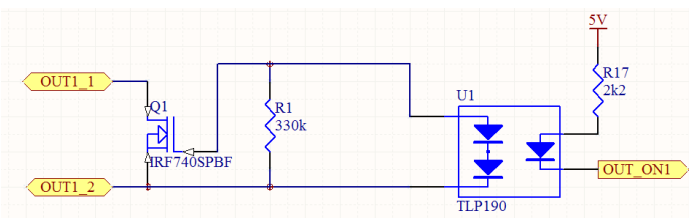


Rys. 5. Schemat blokowy karty wyjść dwustanowych w urządzeniu BICONIC



Rys. 7. Obudowa urządzenia BICONIC

emitującej światło w podczerwieni, sprzężonej światłowodem z szeregiem fotodetektorów, które dzięki zjawisku fotowoltaicznemu, przystosowane są do sterowania tranzystorami typu MOSFET. W momencie pojawienia się stanu niskiego w punkcie OUT\_ON1 (rys. 6) rezystor R17 wymusza przepływ prądu przez diodę transoptora. Na anodzie fotodetektora pojawia się potencjał 10 V względem katody, który powoduje przejście tranzystora w stan niskiej impedancji. Schemat ideowy, przedstawiający obwód wyjścia dwustanowego, został przedstawiony na rys. 6.



Rys. 6. Schemat obwodu wyjściowego opartego na przełączniku półprzewodnikowym

Na obudowę urządzenia BICONIC (rys. 7) została zaadaptowana obudowa przystosowana do konstrukcji modułowej urządzenia. Obudowa umożliwia zainstalowanie trzech modułów sterownika. Głównym modułem jest płyta bazowa z komputerem wbudowanym, umieszczona w środkowej części obudowy. Pozostałe dwa sloty w obudowie zajmują karty dodatkowe, np. wejść i wyjść dwustanowych, wejść analogowych.

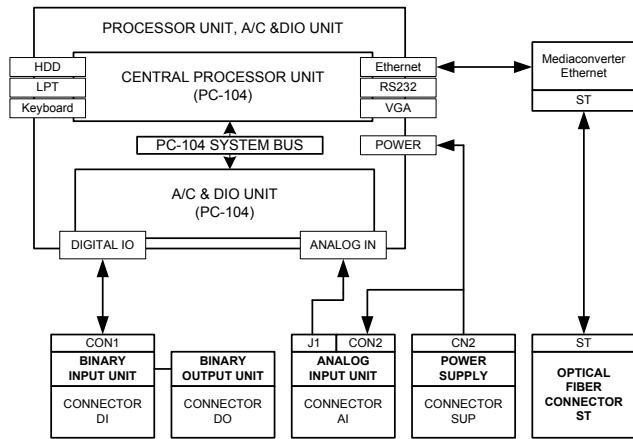
### 3. Konstrukcja urządzenia BICON

W ramach przedsięwzięcia opracowano również bardziej rozbudowany sterownik o roboczej nazwie BICON. Charakteryzuje się on większą szybkością działania jednostki centralnej, zastosowaniem innego typu elementów izolacyjnych w wejściach napięciowych i prądowych oraz powiększoną obudową o większej wytrzymałości mechanicznej.

Urządzenie w tej wersji składa się z następujących modułów:

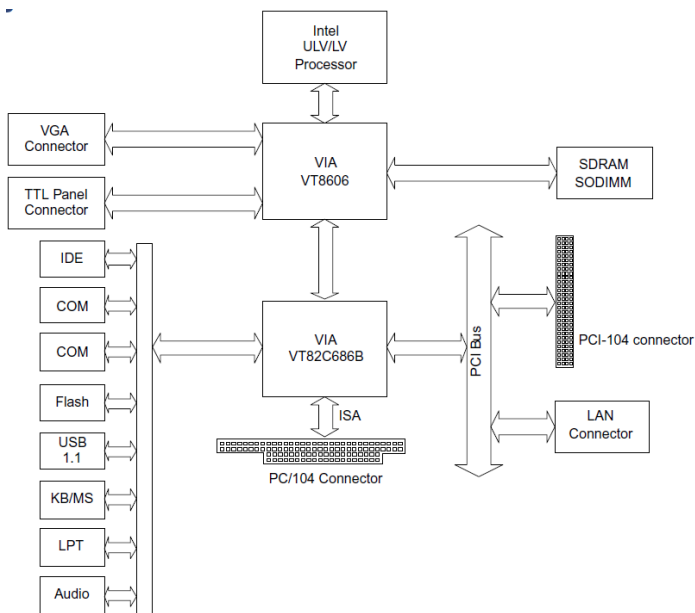
- modułu jednostki centralnej, która może wystąpić w dwu typach: modułu Advantech HLV800-256AV, ze zintegrowanym modułem wejść i wyjść dwustanowych oraz wejść analogowych, lub modułu Advantech PCM-4170
- modułu karty wejść i wyjść dwustanowych oraz wejść analogowych firmy Diamond typu: MM-DX-32AT dla jednostki PCM-4170
- modułu wejść analogowych z izolacją galwaniczną, wykorzystującego przetworniki firmy LEM
- modułu wejść dwustanowych z izolacją galwaniczną
- modułu wyjść dwustanowych z izolacją galwaniczną, wykorzystującego przełączniki oraz tranzystory MOSFET
- modułu wyjść dwustanowych z izolacją galwaniczną wykorzystującego tranzystory MOSFET.

Schemat blokowy tego urządzenia został przedstawiony na rys. 8. Urządzenie BICON może być wyposażone w różne układy procesorowe z uruchomionym systemem operacyjnym. Do zbudowania funkcjonujących prototypów wykorzystano moduł mikrokomputera firmy Advantech oraz moduł firmy Diamond.



Rys. 8. Schemat blokowy urządzenia BICON

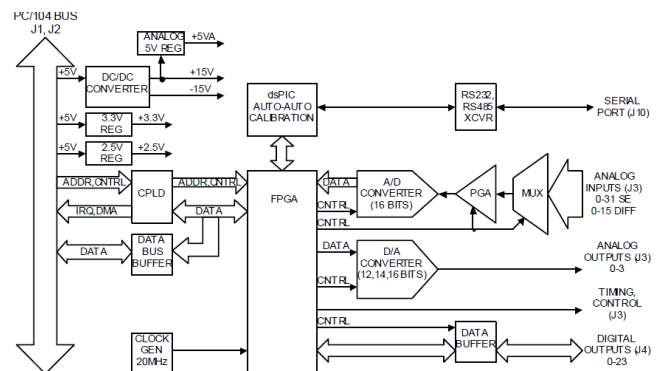
Moduł firmy Advantech jest jednopłytkowym komputerem formatu PC/104 o wysokiej skali integracji. Został wyposażony w procesor typu ULV Intel® Celeron® 400 MHz. Dysponuje 1 GB pamięci Flash, w której zainstalowano system Windows XP Embedded. Pamięć RAM zainstalowana w module ma pojemność 512 MB. Moduł umożliwia podłączenie dodatkowych modułów PC-104. Schemat blokowy karty procesora przedstawiono na rys. 9.



Rys. 9. Schemat blokowy karty procesorowej firmy DIAMOND [3]

W urządzeniu BICON moduł jednostki centralnej (procesora) współpracuje z modułem wejść i wyjść cyfrowych oraz analogowych za pośrednictwem magistrali PC-104. Układ ten został wyposażony w 32 kanały analogowe. Zastosowany w nim przetwornik ma rozdzielczość 16 bitów oraz pozwala na pobieranie próbek z maksymalną szybkością 250 kHz. Dodatkowo układ wyposażono w 4 wyjścia analogowe, pracujące z rozdzielczością 16 lub 12 bitów, licznik 32-bitowy, 31 wejść/wyjść dwustanowych oraz jeden 16-bitowy licznik ogólnego zastosowania. Działanie

modułu wejść/wyjść cyfrowych i analogowych przedstawiono na rys. 10. Sygnały analogowe wprowadzane są poprzez układ przełącznika na przetwornik A/D, który dokonuje przetwarzania. Dane w postaci cyfrowej przekazywane są do układu FPGA. Układ ten zarządza również pracą wejść/wyjść dwustanowych oraz układem przetwornika D/A. Pełni rolę pośrednika między sygnałami zewnętrznymi a magistralą PC/104 BUS.



Rys. 10. Schemat blokowy działania modułu wejść/wyjść cyfrowych i analogowych firmy DIAMOND [3]

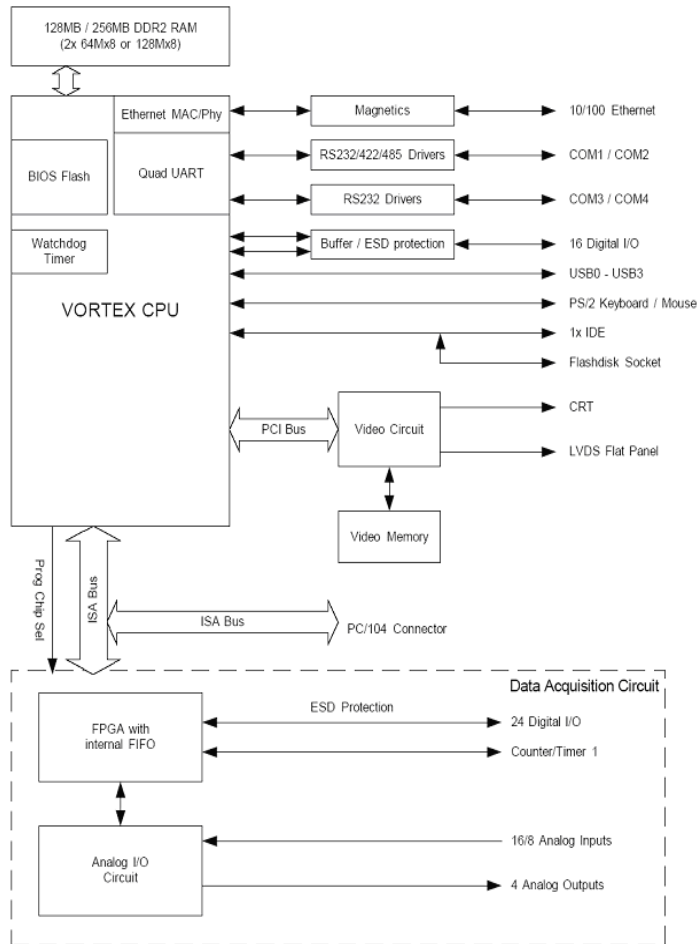
Drugim rozwiązaniem było zastosowanie jednostki centralnej firmy Diamond. Jednostka ta jest jednopłytkowym komputerem formatu PC/104 o wysokiej skali integracji, zawierającym układy akwizycji sygnałów analogowych oraz dwustanowych. Moduł zapewnia niewielkie zużycie energii przy wysokiej wydajności, umożliwia zmniejszenie rozmiarów i kosztów budowanych na jego podstawie urządzeń, przy jednoczesnym zwiększeniu ich wydajności. Moduł wykorzystuje procesor z rodziny Vortex86SX/DX, pracujący z zegarem 300 MHz lub 800 MHz, który ma do dyspozycji 128 MB lub 256 MB pamięci DRAM. Moduł procesora zawiera wiele bloków funkcjonalnych. Jego schemat blokowy przedstawia rys. 11.

Jednostka centralna firmy Diamond zawiera zintegrowany blok przetwornika A/C i C/A, mający również porty wejść/wyjść cyfrowych. Na rys. 12 pokazano schemat blokowy tego układu. Składa się on z 16-bitowego przetwornika A/C, współpracującego z 16-wejściowym multiplekserem analogowym oraz blokiem wzmacniacza o programowanym wzmacnieniu. Blok przetwornika zawiera bufor FIFO pozwalający na przechowanie 2048 16-bitowych próbek oraz sterownik pozwalający na wykonanie autokalibracji.

W bloku przetwornika znajdują się także: przetwornik C/A oraz blok 24 wejść/wyjść cyfrowych, zgodny od strony programowej z popularnym układem 82C55. Całość jest sterowana układem FPGA. Od strony programowej układy peryferyjne modułu stanowią zbiór rejestrów umieszczonych w 16 kolejnych adresach przestrzeni adresowej procesora.

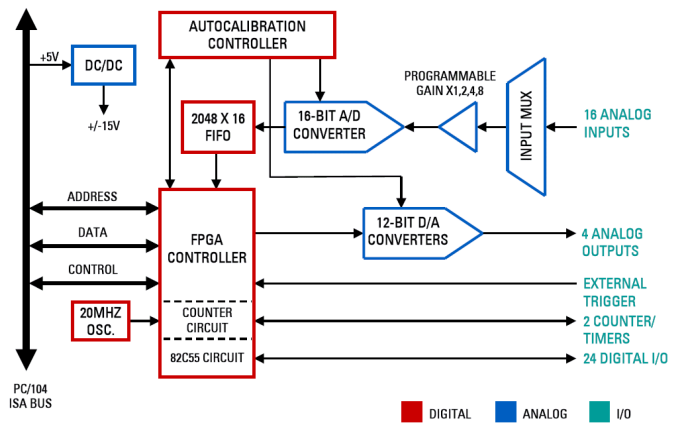
Ze względu na konieczność implementacji protokołu IEC 61850 oraz zapewnienie szybkiej wymiany danych między opracowywanym urządzeniem i innymi urządzeniami automatyki w standardzie Ethernet, przy zachowaniu wysokiej odporności

transmisji na zakłócenia elektromagnetyczne, zdecydowano się na wykorzystanie w konstrukcji odpowiedniego rodzaju konwertera. Konwerter ten dokonuje zamiany standardu Ethernet 100BaseTX na 100BaseFL.



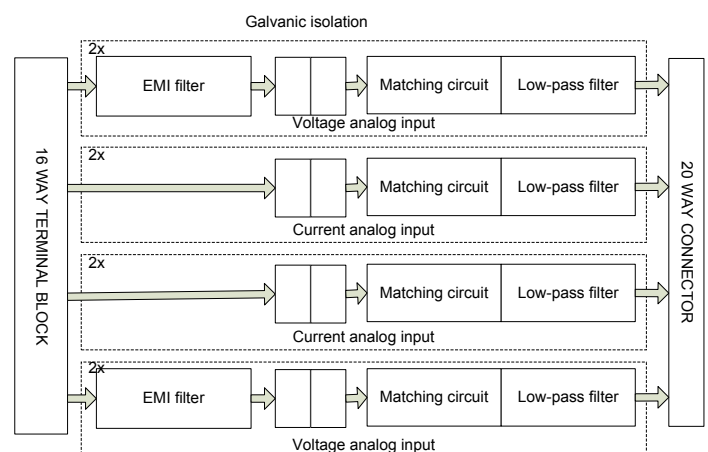
Rys. 11. Schemat blokowy modułu procesora firmy DIAMOND [3]

W urządzeniu w roli konwertera wykorzystano moduł firmy Fibrain, który umożliwia pracę w dużych sieciach światłowodowych Ethernet. Konwerter zapewnia poprawność transmisji danych na odległość do 2 km. Urządzenie wykorzystuje długość fali 1310 nm i jest w pełni kompatybilne ze standardem IEEE802.3u. Wbudowany switch ASIC umożliwia pracę jako 2-portowy switch lub jako tradycyjny konwerter. Dodatkowo status pracy może być monitorowany za pomocą diod sygnalizacyjnych umieszczonych na panelu przednim.



Rys. 12. Schemat blokowy bloku przetwornika A/C i C/A oraz wejść/wyjść cyfrowych [3]

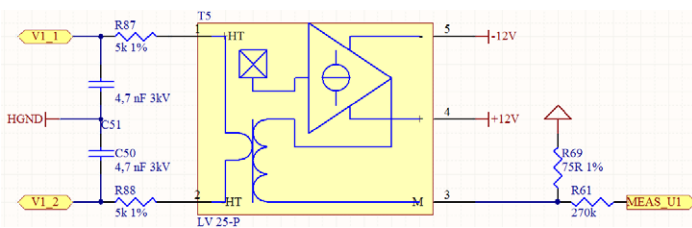
Urządzenie BICON zostało wyposażone w kartę wejść analogowych do pomiaru sygnałów prądów i napięć. Do modułu doprowadzane są sygnały pomiarowe z zacisków wtórnych przekładników prądowych i napięciowych. Karta została wyposażona w cztery wejścia napięciowe oraz prądowe, przystosowane do pomiaru sygnałów przemiennych o częstotliwości 50 Hz. Zadaniem karty jest separacja galwaniczna obwodów wtórnych przekładników od części elektronicznej układu pomiarowego przekaźnika. Dodatkowo sygnał zostaje odstrojony od zakłóceń przez układ przeciwzakłóceńowy oraz dostosowany do wspólnego poziomu, dogodnego do dalszej obróbki. Następnie jest odfiltrowany przez filtr dolnoprzepustowy w celu eliminacji składowych o częstotliwości większej od połowy częstotliwości próbkowania przetwornika A/C, które podczas dyskretyzacji sygnału mogłyby doprowadzić do nieusuwalnych później błędów. Sygnał analogowy zostaje następnie przekazany do jednostki centralnej za pomocą 20-pinowego złącza, gdzie następuje proces próbkowania. Dodatkowo karta została wyposażona w czujnik do pomiaru temperatury, dzięki któremu można monitorować temperaturę panującą wewnątrz urządzenia zabezpieczeniowego. Schemat blokowy karty wejść analogowych został przedstawiony na rys. 13.



Rys. 13. Schemat blokowy karty wejść analogowych

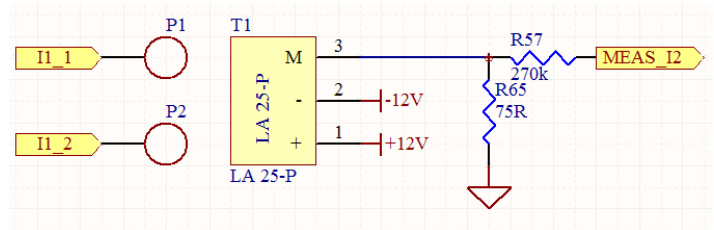
Karta wejść analogowych została wyposażona w cztery tory pomiarowe dla trzech napięć fazowych i napięcia zerowego.

Na rys. 14 został przedstawiony schemat ideowy jednego z czterech analogowych wejść napięciowych. Kluczowym elementem tego układu jest przetwornik liniowy firmy LEM, wykorzystujący efekt Halla. Zapewnia on izolację galwaniczną między stroną pierwotną a układem elektronicznym przekaźnika zabezpieczeniowego, rzędu 2,5 kV. W przetworniku sygnały wejściowe doprowadzane są na wejścia 1 i 2. Jego działanie polega na tym, że prąd wyjściowy z pinu trzeciego jest proporcjonalny do prądu wejściowego. Wartość nominalna prądu wejściowego dla zastosowanego przetwornika wynosi 10 mA, natomiast zakres pomiarowy jest od 0 do  $\pm 14$  mA. Aby możliwy był pomiar napięcia, należało zastosować rezystancje R87 i R88, która wymusza przepływ prądu proporcjonalnego do mierzonego napięcia przez wejście separatora. Dla łącznej wartości rezystorów wynoszącej 10 k $\Omega$  zostaje wymuszony prąd o wartości 10 mA, przy napięciu mierzonym 100 V. W celu zmniejszenia wartości błędu pomiaru należy zastosować rezystory o tolerancji 1% lub mniejszej. Współczynnik konwersji separatora wynosi 2500:1000. Daje to wartość prądu wyjściowego rzędu 25 mA, przy prądzie nominalnym po stronie pierwotnej przetwornika. Następnie mierzony jest spadek napięcia na rezystorze bocznikującym R69. Separator zasilany jest od strony wtórnej napięciem  $\pm 12$  V. Dodatkowo w torze napięciowym zastosowano obwód przeciwzakłóceńowy składający się z kondensatorów C50 i C51, chroniący przed wystąpieniem impulsu przepięciowego, który mógłby doprowadzić do uszkodzenia obwodów urządzenia zabezpieczeniowego.



Rys. 14. Schemat toru napięciowego karty wejść analogowych

Karta wejść analogowych została wyposażona również w cztery tory prądowe służące do pomiaru trzech prądów fazowych oraz prądu zerowego. Na rys. 15 został przedstawiony schemat ideowy jednego z czterech wejść analogowych prądowych. Jako separator został użyty przetwornik prądowy firmy LEM. Jest to przetwornik wykorzystujący efekt Halla, służący do pomiaru prądu o składowej stałej i zmiennej. Separator posiada izolację galwaniczną o wartości 3 kV. W celu doprowadzenia sygnału prądowego do przetwornika należy nawinąć przewód prądowy na specjalnie zaprojektowany rdzeń separatora. Wartość nominalna prądu wejściowego dla zastosowanego przetwornika wynosi 25 A, natomiast zakres pomiarowy stanowi od  $-55$  A do  $+55$  A. Współczynnik konwersji separatora wynosi 1:1000, co daje wartość prądu wyjściowego rzędu 25 mA, przy prądzie po stronie pierwotnej przetwornika równym wartości znamionowej. Układ charakteryzuje się bardzo dobrą liniowością oraz szerokim pasmem przenoszenia. Separator zasilany jest od strony wtórnej napięciem  $\pm 12$  V.



Rys. 15. Schemat toru prądowego karty wejść analogowych

Karta wejść analogowych posiada osiem filtrów dolnoprzepustowych czwartego stopnia, dla każdego toru pomiarowego. Filtry mają na celu ochronę przed zakłóceniami elektromagnetycznymi oraz zmniejszając maksymalne częstotliwości sygnału podanego na układ przetwornika A/C, co jest konieczne do spełnienia warunku Shannona. Filtry zostały zrealizowane na układach analogowych firmy Maxim.

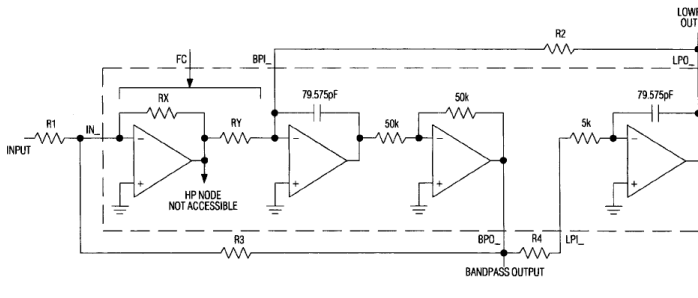
Układ filtra składa się z dwóch niezależnych filtrów kaskadowych drugiego rzędu. Każda sekcja może pracować jako filtr szerokopasmowy lub dolnoprzepustowy typu Butterwortha, Czebyszewa czy Bessela. Jest ona konfigurowalna przez cztery zewnętrzne rezystory. Układ charakteryzuje się niskim poziomem szumów oraz bardzo dobrą dynamiką. Zastosowany filtr jest filtrem czasu rzeczywistego, który nie wymaga sygnału zegarowego, dzięki czemu zostały wyeliminowane szumy związane z sygnałem zegarowym. Na rys. 16 został przedstawiony schemat filtra drugiego rzędu wraz z rezystorami zewnętrznymi.

Każda sekcja filtra składa się z czterech szeroko pasmowych wzmacniaczy operacyjnych. Wzmacniacze wraz z kondensatorami są połączone za pomocą rezystorów zewnętrznych, które pełnią rolę integratorów oraz realizują sprzężenie zwrotne pomiędzy poszczególnymi kaskadami. Taka budowa pozwala na realizację filtra szerokopasmowego, jak również dolnoprzepustowego. W celu uzyskania jak największego pasma, węzeł filtra wysokoprzepustowego (HP) nie jest dostępny. Dodatkowo w układzie zastosowano 5 k $\Omega$  rezystor, połączony z wejściem odwracającym ostatniego wzmacniacza w celu zmniejszenia wpływu pojemności pasożytniczych, które mogłyby znacznie pogorszyć dokładność filtra.

W celu zaprojektowania filtra dolnoprzepustowego wykorzystano oprogramowanie o nazwie Maxim's Filter Design Software, przygotowane dla układów filtrów analogowych firmy Maxim. Program automatycznie dobiera wartości rezystorów zewnętrznych w zależności od ustawionego typu filtra oraz zdefiniowanych podstawowych parametrów filtra. W celu doboru optymalnego filtra dolnoprzepustowego, o dość stromej charakterystyce amplitudowo-częstotliwościowej, został wybrany filtr czwartego rzędu, zrealizowany na podstawie dwóch sekcji połączonych kaskadowo. Częstotliwość odcięcia dla obu sekcji została przyjęta na poziomie 1,995 kHz. Wartość ta pozwala odstroić sygnał pomiarowy od różnego rodzaju zakłóceń oraz zapewnia bezbłędną dyskretyzację sygnału przez przetwornik A/C z częstotliwością powyżej 4 kHz. Ważnym elementem umożliwiającym zaprojektowanie filtra jest dobroć Q, którą definiuje się jako stosunek częstotliwości do szerokości pasma. Dla sekcji pierwszej



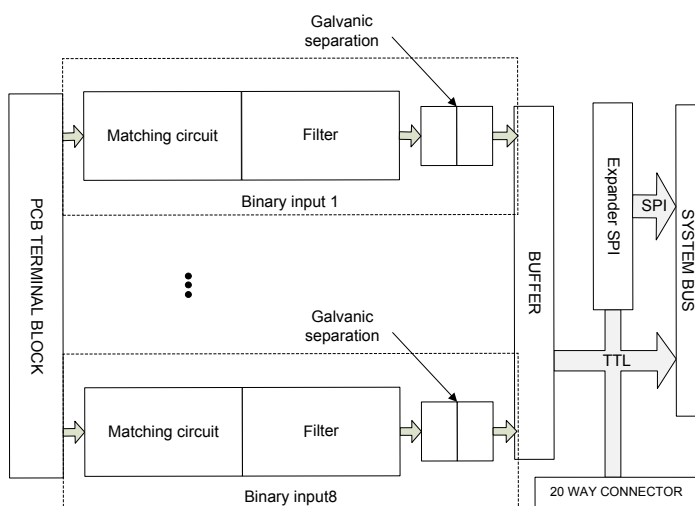
wartość dobroci została przyjęta na poziomie 0,548, natomiast dla sekcji drugiej dobroć filtra stanowi 1,197. Łączna wartość  $Q$  dla zaprojektowanego filtra wynosi 0,655. Wzmocnienie przy częstotliwości odcięcia jest na poziomie  $-3,652$  dB (656,7 mV/V).



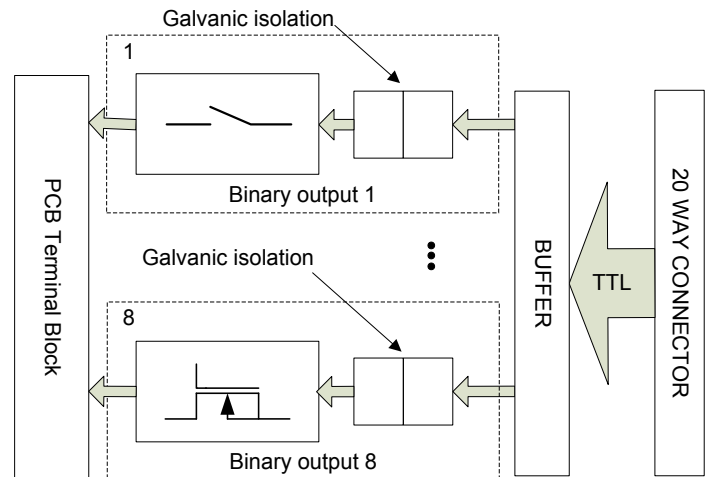
Rys. 16. Schemat pojedynczego filtra drugiego rzędu układu firmy Maxim

Drugim elementem umożliwiającym poprawną współpracę urządzenia BICON z innymi obiektami na stacji elektroenergetycznej jest moduł wejść i wyjść dwustanowych. Moduł ten składa się oddzielnie z karty wejść dwustanowych i karty wyjść dwustanowych, współpracujących ze sobą za pośrednictwem wewnętrznej magistrali danych. Obie karty tworzą integralny moduł wejścia/wyjścia urządzenia zabezpieczeniowego, komunikujący się przez jedną szynę danych z jednostką centralną.

Karta wejść dwustanowych z punktu widzenia elektrycznego ma analogiczną budowę jak karta zastosowana w urządzeniu BICONIC. Wszystkie sygnały cyfrowe podawane są na zaciski wejściowe złącza modułu. Podanie na dane wejście dwustanowe sygnału o wartości 220 V dc, powoduje ustawienie wartości logicznej 1 na karcie, a następnie przesłanie do jednostki centralnej. W przypadku braku napięcia na zacisku wejścia dwustanowego pojawia się stan logiczny 0. Karta została wyposażona w osiem wejść cyfrowych, o separacji galwanicznej 5 kV. Dodatkowo zostały zastosowane układy zabezpieczające przed podaniem impulsu przepięciowego, który spowodowałby uszkodzenie wejściowych układów elektronicznych urządzenia zabezpieczającego. Na rys. 17 został przedstawiony schemat blokowy modułu wejść dwustanowych.



Rys. 17. Schemat blokowy układu wejść dwustanowych urządzenia BICON



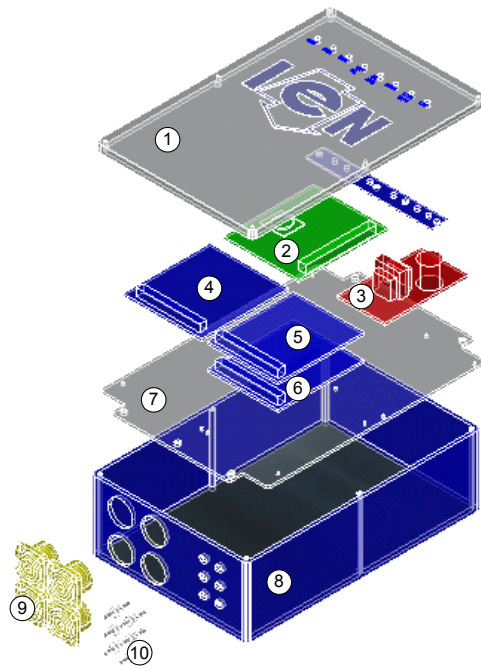
Rys. 18. Schemat blokowy układu wyjść dwustanowych urządzenia BICON

Karta wyjść dwustanowych ma budowę hybrydową, ponieważ została wyposażona w cztery wyjścia zaprojektowane na klasycznych przekaźnikach elektromechanicznych oraz cztery szybkie wyjścia zbudowane na przekaźnikach półprzewodnikowych – tranzystorach mocy typu MOSFET. Na rys. 18 przedstawiono schemat blokowy wspomnianej karty.

Na obudowę urządzenia BICON została zaadaptowana obudowa produkowana przez firmę ABTECH. Jest to obudowa aluminiowa charakteryzująca się wysokim stopniem ochrony przed promieniowaniem elektromagnetycznym oraz dużą odpornością na warunki atmosferyczne. Chociaż w porównaniu z obudową z tworzywa sztucznego jest rozwiązaniem droższym, to jednak w większości przypadków możliwa jest rezygnacja z dodatkowych, kosztownych działań mających na celu poprawę ekranowania.

Wzmocnienie ekranowania można osiągnąć poprzez zastosowanie przewodzących uszczelnień pomiędzy pokrywą a częścią dolną obudowy. W tym celu wewnątrz obudowy i strefa uszczelnienia są nielakierowane, a tylko powierzchnie zewnętrzne pokrywane są lakierem proszkowym, chroniącym przed korozją. Uszczelka silikonowa pokryta warstwą miedzi i srebra tworzy połączenie przewodzące pomiędzy elementami obudowy. Moduły i złączki mogą być na dużej powierzchni połączone z masą obudowy na wewnętrznych ściankach. Dodatkowo w pokrywie obudowy wykonano otwory umożliwiające wyprowadzenie diod sygnalizacyjnych LED na panel czołowy urządzenia. Na rys. 19 przedstawiono budowę urządzenia BICON oraz opis części składowych.





Rys. 19. Rozmieszczenie modułów i złącz urządzenia BICON;  
 1. Górna pokrywa obudowy, 2. Moduł głównego procesora, 3. Zasilacz,  
 4. Karta wejść analogowych, 5. Karta wyjść dwustanowych, 6. Karta  
 wejść dwustanowych, 7. Płyta montażowa, 8. Obudowa, element  
 główny, 9. Złącza sygnałów elektrycznych (SPEAKON), 10. Adaptery  
 ST/ST pozwalające na wprowadzenie sygnałów cyfrowych optycznych [2]

## 4. Wnioski

Celem projektu było opracowanie intranetowego urządzenia automatyki elektroenergetycznej nowej generacji, które wymieniałyby dane w sieci Ethernet/IP w protokole IEC 61850. W efekcie powstały dwa urządzenia prototypowe automatyki elektroenergetycznej nowej generacji, mające właściwości pozwalające na zastosowanie w układach automatyki nowego typu. Zastosowanie w przyszłości urządzeń tej jakości pozwoli na uproszczenie okablowania stacyjnego, ujednoczenie dostępu do danych dostępnych w zainstalowanych urządzeniach mikroprocesorowych, tworzenie nowych układów automatyki na podstawie nowych rozwiązań technologicznych wykorzystujących wspomniane technologie (Ethernet/Intranet, GPS i zaawansowane protokoły w rodzaju IEC 61850) [3].

## BIBLIOGRAFIA

1. Kowalik R., Sieci komputerowe jako podstawa funkcjonowania następnej generacji urządzeń automatyki elektroenergetycznej, projekt KBN nr 4T10B07122, Warszawa 2005.
2. Kowalik R., Januszewski M., Coordination of protections through the exchange of binary signals between power system substations in the IEC61850 protocol, Przegląd Elektrotechniczny 2009, nr 6 (angielski), s. 195–201.
3. Kowalik R., Januszewski M., Gontarz K., raport z wykonania projektu nr 0492/R/T02/2007/03 pt. „Intranetowe urządzenie automatyki elektroenergetycznej nowej generacji”, Warszawa 2010.

### Kamil Gontarz

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: kamil.gontarz@ien.pw.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (2010). Obecnie jest doktorantem w Instytucie Elektroenergetyki macierzystej uczelni oraz pracuje w WCBKT SA. Jego główne zainteresowania zawodowe dotyczą mikroprocesorowych urządzeń automatyki elektroenergetycznej oraz lotniskowe systemy zasilania statków powietrznych.

### Ryszard Kowalik

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: ryszard.kowalik@ien.pw.edu.pl

Od 1989 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Jest współautorem nowoczesnych laboratoriów zabezpieczeń cyfrowych oraz techniki mikroprocesorowej uruchomionych w Zakładzie Automatyki IEN. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą urządzeń automatyki elektroenergetycznej, układów synchronizacji oraz systemów telekomunikacyjnych.

### Désiré D. Rasolomampionona

dr hab. inż. prof. PW

Politechnika Warszawska

e-mail: desire.rasolomampionona@ien.pw.edu.pl

Od 1994 roku pracuje na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki. Obecnie jest kierownikiem Zakładu Automatyki Elektroenergetycznej. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół problemów dotyczących automatyki elektroenergetycznej, sterowania pracą systemu elektroenergetycznego oraz zastosowania telekomunikacji i nowoczesnych technik informatycznych w elektroenergetyce.

**Marcin Januszewski**

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: marcin.januszewski@ien.pw.edu.pl

Od 2002 roku adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Kierownik laboratorium testowania cyfrowych urządzeń zabezpieczeniowych. Autor i współautor publikacji naukowych, prac badawczych oraz wdrożeń zdalnych systemów nadzoru zabezpieczeń.

## The Construction and Operation of Some Examples of Merging Unit

### Authors

Kamil Gontarz

Ryszard Kowalik

Désiré D. Rasolomampionona

Marcin Januszewski

### Keywords

IED, IEC 61850, protection automation devices

### Abstract

The paper describes schemes of modern digital protection automation devices using Ethernet technology as the main medium of exchange of information, which allows to build a communication architecture for power system, which uses all aspects of the IEC 61850 standard.

# Konstrukcja i działanie urządzenia pomiarowego transformatorów wykorzystującego IEC 61850

## Autorzy

Paweł Kopański  
Désiré D. Rasolomampionona

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

monitoring, transformator, IEC 61850

## Streszczenie

Artykuł zawiera wyniki badań nad opracowaniem systemu monitoringu transformatorów najwyższych mocy wykorzystującego standard IEC 61850. Cechą charakterystyczną opisywanego systemu jest jego implementacja na programowalnym sterowniku PLC, bazującym na systemie Linux. W jednym sterowniku została połączona funkcjonalność rejestracji, agregacji, archiwizacji i wizualizacji danych.

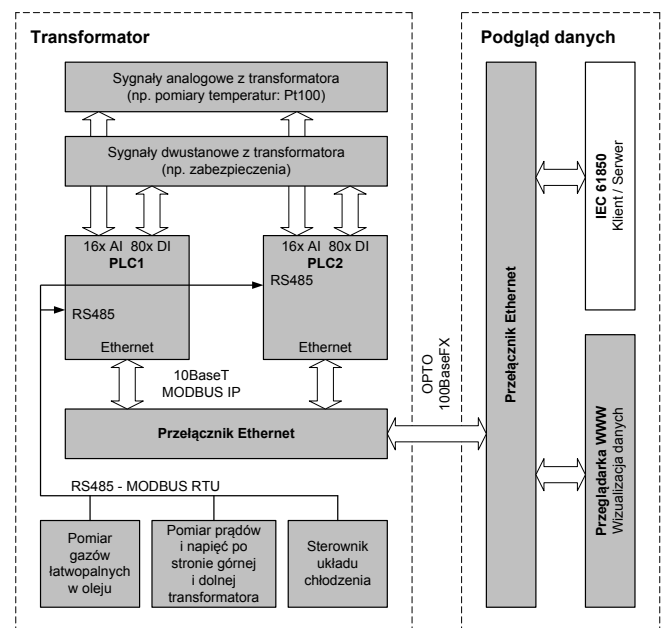
## 1. Wstęp

Stale rozwijająca się potrzeba prowadzenia zdalnej kontroli nad urządzeniami zainstalowanymi w KSE doprowadziła do koncepcji opracowania urządzenia kontrolno-pomiarowego, dedykowanego transformatorom najwyższych mocy. Urządzenie oparte jest na sterowniku PLC, pracującym na platformie Linux, i spełnia najnowsze standardy telekomunikacyjne, w tym normę IEC 61850.

## 2. Budowa urządzenia

### 2.1. Część sprzętowa

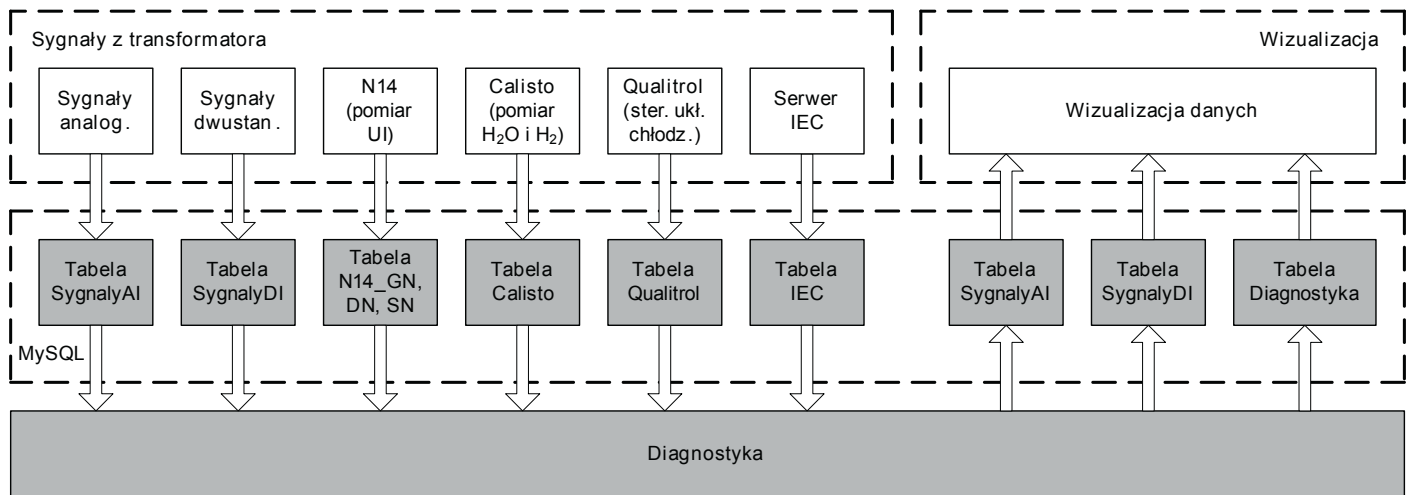
Budowa urządzenia pomiarowego została oparta na sterowniku PLC, wyposażonym w karty wejść analogowych (AI) oraz dwustanowych (DI), pracującym w środowisku Linux. Karty wejść analogowych umożliwiają zbieranie danych w standardzie 4-20 mA z czujników zlokalizowanych na transformatorze, takich jak: czujniki temperatury oleju, rdzenia czy otoczenia. Wejścia dwustanowe umożliwiają rejestrację zdarzenia urządzeń zabezpieczeniowych, wyposażonych w styki zwierno-rozwierno, jak np. przekaźnik przeciwwybuchowy Buchholza czy zabezpieczenia nadprądowe silników wentylatorów chłodnic. Przez port transmisji szeregową RS485 podłącza się dodatkowe urządzenia pomiarowe typu: czujnik zawartości gazów łatwopalnych w oleju czy sterownik układu chłodzenia. Pomiar i odczyt danych najczęściej odbywa się w standardzie Modbus RTU/TCP. Wszystkie te urządzenia są zainstalowane w szafie układu pomiarowego na transformatorze. Połączenie światłowodowe między szafą pomiarową a systemem sterowania i nadzoru stacji umożliwia zdalny podgląd parametrów transformatora. Ogólny schemat podłączenia systemu kontrolno-pomiarowego został przedstawiony na rys. 1. Zastosowanie dwóch sterowników PLC pracujących równolegle zwiększa niezawodność układu.



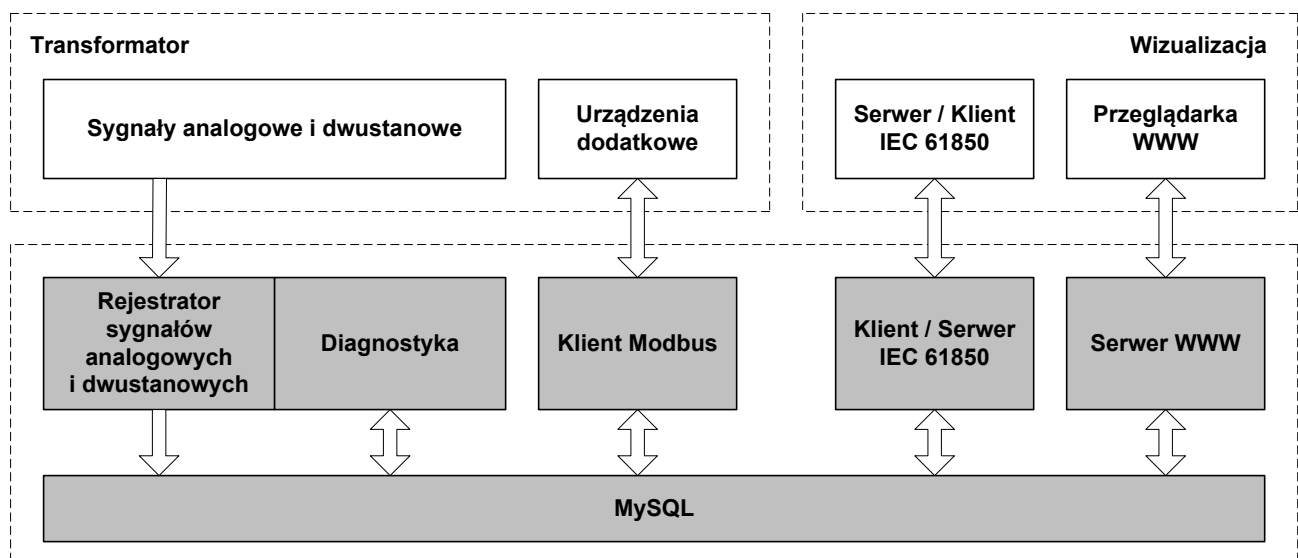
Rys. 1. Schemat podłączenia systemu pomiarowego transformatora

### 2.2. Oprogramowanie

Na potrzeby realizacji głównych założeń układu pomiarowego zostało zaprojektowanych wiele algorytmów pracujących w środowisku Linux, umożliwiających zbieranie danych z transformatora. Każdy algorytm służy do realizacji oddzielnych funkcji. Elementem spajającym wszystkie algorytmy, pozwalającym na wzajemną komunikację, jest baza danych MySQL. Część programów odpowiedzialna za pobieranie danych z urządzeń zapisuje dane do bazy. Z kolei pozostałe programy odpowiedzialne za wizualizację i przesył danych do systemów nadzorczych odczytują dane z bazy. Wzajemne powiązanie opracowanych programów zostało pokazane na rys. 3.



Rys. 2. Struktura tabel w bazie MySQL



Rys. 3. Wzajemne powiązanie uruchomionych na sterowniku programów

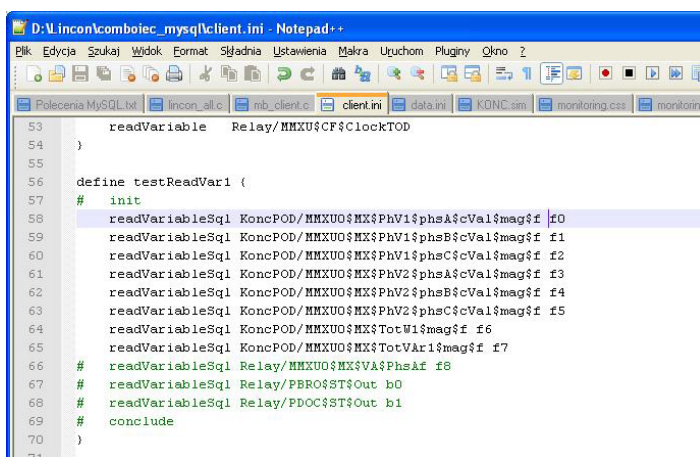
Baza danych MySQL jest podstawowym elementem pracy całego algorytmu rejestracji, archiwizacji i wizualizacji danych. Do niej są zapisywane i odczytywane wszystkie rekordy. Struktura bazy została podzielona na wiele tabel, zgodnie z rys. 2. W tabelach oznaczonych jako SygnalyAI oraz SygnalyDI przechowywane są wszystkie rekordy przeznaczone do wizualizacji lub prezentacji danych. Dane odczytywane z wejść analogowych oraz dwustanowych sterownika są bezpośrednio zapisywane w tych tabelach. Klient Modbus RTU/TCP, służący do pobierania danych z urządzeń dodatkowych, jak np. czujnik wody i wodoru w oleju, miernik prądu po stronie górnej i dolnej transformatora lub sterownik układu chłodzenia, pracuje w oddzielnym wątku. Dane pobierane z tych urządzeń są najpierw zapisywane w tabelach odpowiednich dla danego urządzenia, a następnie w programie służącym do diagnostyki są skalowane i przenoszone do tabel wyjściowych: SygnalyAI lub SygnalyDI.

Wątek do diagnostyki śledzi wszystkie odczytywane i zapisywane w bazie danych informacje i na tej podstawie generuje

komunikaty o stanie technicznym transformatora oraz przekroczeniach dopuszczalnych wartości. Timer ustawiony na 1 s cyklicznie odczytuje ostatnie zapisane rekordy w bazach zawierających wartości chwilowe odczytane z urządzeń. Po dokonaniu wszystkich odczytów dane są porównywane z sygnałami zapisanymi w poprzednim cyklu. Jeśli w tabelach wejściowych nastąpiła zmiana którejkolwiek z wartości analogowych o wartość przekraczającą dopuszczalny próg, następuje dopasowanie, przeskalowanie i zapis do tabel odczytu w bazie danych. Następnie sprawdzane są sygnały dwustanowe. W chwili, gdy któryś z sygnałów zmieni swój stan, generowany jest komunikat ostrzegawczy lub informacyjny. Jeśli przykładowo będzie to sygnał dwustanowy, pochodzący od zaworu upustowego bezpieczeństwa, zostanie wygenerowany komunikat alarmowy o „Zadziałaniu zaworu upustowego bezpieczeństwa”. Komunikat zostanie zapisany do bazy danych z diagnostyką transformatora.

Pozostałe algorytmy przedstawione na rys. 2 służą do wprowadzania danych do tabel wejściowych. Jednym z takich

algorytmów jest klient Modbus. Program umożliwia komunikację z wszystkimi urządzeniami dodatkowymi, umieszczonymi na transformatorze w standardzie Modbus TCP lub Modbus RTU. Na potrzeby tego programu została opracowana cała biblioteka klienta Modbus. Biblioteka zawiera najpopularniejsze funkcje wykorzystywane przy odczycie danych, takie jak: Read Coils, Read Single Coils, Read Input Registers oraz Read Holding Registers. Tak odczytane z urządzeń informacje są zapisywane w bazie danych do tabel odpowiednich dla każdego urządzenia. Ostatnim programem służącym do wprowadzania danych do bazy danych jest program do komunikacji z systemem nadzorczym stacji w standardzie IEC 61850. Program umożliwia obustronną komunikację w taki sposób, że dane mogą być przesyłane zarówno od systemu monitoringu do systemu nadzorczego, jak i na odwrót. Uruchomiony klient IEC umożliwia zainicjowanie komunikacji z systemem nadzorczym, pobranie danych oraz ich zapis do bazy danych. Na rys. 4 znajduje się przykład konfiguracji oraz implementacji klienta modelu IEC 61850, zainstalowanego w sterowniku. Zmienne z przestrzeni nazw KoncPOD/MMXU0\$MX\$PhV1\$, odnoszące się do napięć po stronie górnej oraz dolnej transformatora, są zapisywane w formacie zmiennoprzecinkowym (ang. float) w tabeli IEC, pod adresami 0, 1, 2 itd. W podobny sposób można zmapować sygnały dwustanowe, przyporządkowując im nazwy: b0, b1 itd.



```

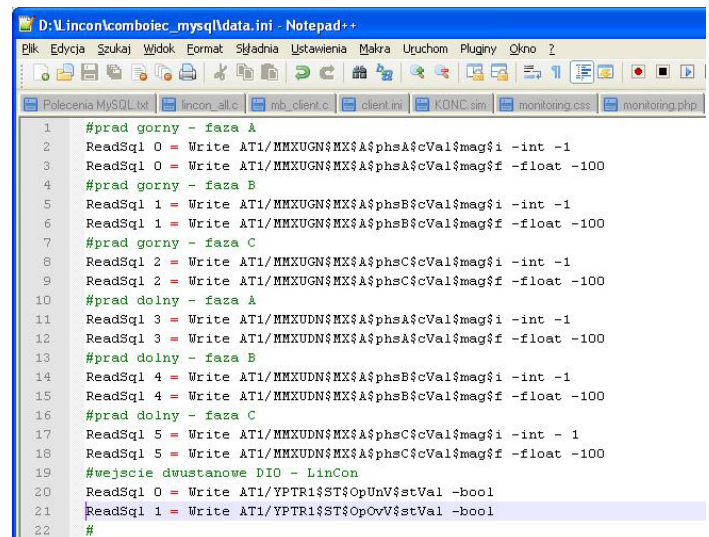
53 readVariable Relay/MMXU0$CF$ClockTOD
54 }
55
56 define testReadVar1 {
57 # init
58 readVariableSql KoncPOD/MMXU0$MX$PhV1$phsA$cVal$mag$f f0
59 readVariableSql KoncPOD/MMXU0$MX$PhV1$phsB$cVal$mag$f f1
60 readVariableSql KoncPOD/MMXU0$MX$PhV1$phsC$cVal$mag$f f2
61 readVariableSql KoncPOD/MMXU0$MX$PhV2$phsA$cVal$mag$f f3
62 readVariableSql KoncPOD/MMXU0$MX$PhV2$phsB$cVal$mag$f f4
63 readVariableSql KoncPOD/MMXU0$MX$PhV2$phsC$cVal$mag$f f5
64 readVariableSql KoncPOD/MMXU0$MX$TotW1$mag$f f6
65 readVariableSql KoncPOD/MMXU0$MX$TotVAr1$mag$f f7
66 # readVariableSql Relay/MMXU0$MX$VA$PhsA$f f8
67 # readVariableSql Relay/PBRO$ST$Out b0
68 # readVariableSql Relay/PDOC$ST$Out b1
69 # conclude
70 }
71

```

Rys. 4. Przykład konfiguracji klienta IEC 61850

Serwer IEC umożliwia komunikację w drugą stronę, czyli pobranie danych z bazy oraz wystawienie ich w strukturze modelu IEC. Na rys. 5 znajduje się przykład konfiguracji serwera. ReadSQL 0 oznacza instrukcję dla pobrania zmiennej zerowej z tabeli SygnalyAI. Natomiast komenda Write AT1/MMXUGN\$MX\$A\$ wystawia ją w modelu IEC w przestrzeni nazw odnoszącej się do pomiarów prądów po stronie górnej transformatora. Dalsza część zapisu oznacza typ danych (integer – wartość całkowita, float – wartość zmiennoprzecinkowa, bool – typ zmiennej dwustanowej). W ten sposób

można łatwo zmapować całą tablicę sygnałów udostępnianych systemem SCADA.



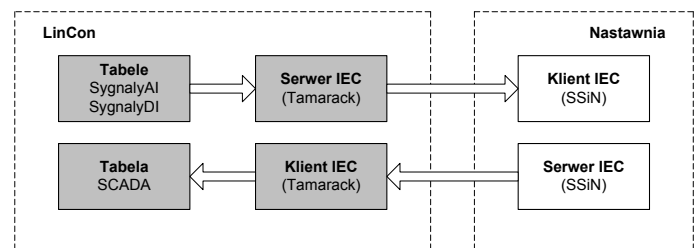
```

1 #prad gorny - faza A
2 ReadSql 0 = Write AT1/MMXUGN$MX$A$phsA$cVal$mag$i -int -1
3 ReadSql 0 = Write AT1/MMXUGN$MX$A$phsA$cVal$mag$f -float -100
4 #prad gorny - faza B
5 ReadSql 1 = Write AT1/MMXUGN$MX$A$phsB$cVal$mag$i -int -1
6 ReadSql 1 = Write AT1/MMXUGN$MX$A$phsB$cVal$mag$f -float -100
7 #prad gorny - faza C
8 ReadSql 2 = Write AT1/MMXUGN$MX$A$phsC$cVal$mag$i -int -1
9 ReadSql 2 = Write AT1/MMXUGN$MX$A$phsC$cVal$mag$f -float -100
10 #prad dolny - faza A
11 ReadSql 3 = Write AT1/MMXUDN$MX$A$phsA$cVal$mag$i -int -1
12 ReadSql 3 = Write AT1/MMXUDN$MX$A$phsA$cVal$mag$f -float -100
13 #prad dolny - faza B
14 ReadSql 4 = Write AT1/MMXUDN$MX$A$phsB$cVal$mag$i -int -1
15 ReadSql 4 = Write AT1/MMXUDN$MX$A$phsB$cVal$mag$f -float -100
16 #prad dolny - faza C
17 ReadSql 5 = Write AT1/MMXUDN$MX$A$phsC$cVal$mag$i -int -1
18 ReadSql 5 = Write AT1/MMXUDN$MX$A$phsC$cVal$mag$f -float -100
19 #wejście dwustanowe DIO - LinCon
20 ReadSql 0 = Write AT1/YPTR1$ST$OpUnV$stVal -bool
21 ReadSql 1 = Write AT1/YPTR1$ST$OpOvV$stVal -bool
22 #

```

Rys. 5. Przykład konfiguracji serwera IEC 61850

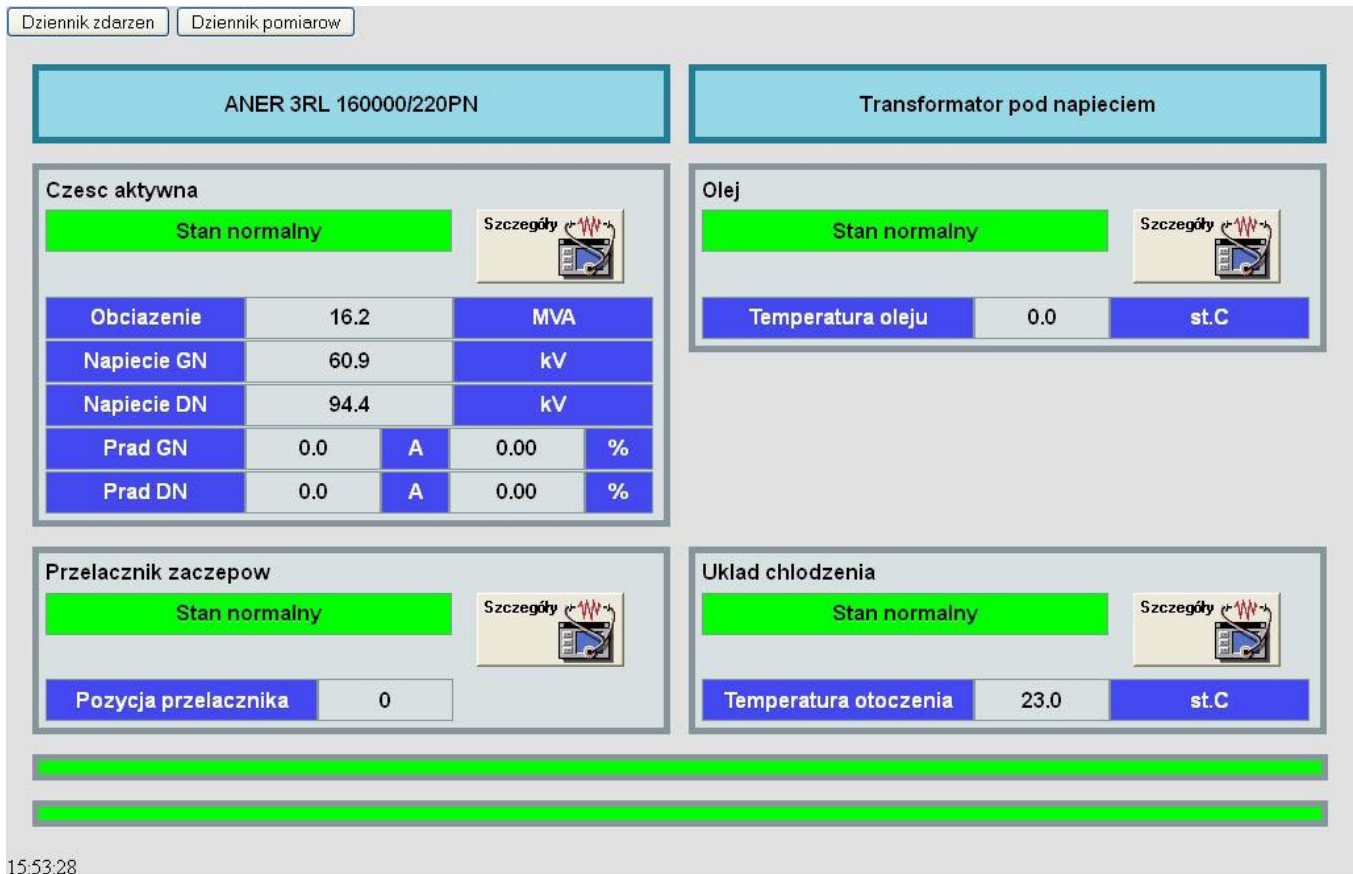
Wzajemne powiązanie serwera oraz klienta IEC, zainstalowanych w sterowniku, zostało pokazane na rys. 6.



Rys. 6. Struktura wzajemnego powiązania, klient – serwer w modelu IEC

Uruchomiony na sterowniku serwer WWW umożliwia zaimplementowanie strony do wizualizacji danych, zebranych z wszystkich urządzeń. Dane są czytane z bazy danych, z tabel wyjściowych SygnalyAI oraz SygnalyDI. Cały silnik do odczytu bazy danych został napisany w języku PHP. Oddzielny algorytm wykorzystujący biblioteki AJAX umożliwia asynchroniczne ładowanie zawartości strony. Taki mechanizm pozwala na odświeżenie tylko tych fragmentów, które zawierają odczytane i zmieniane wartości. Strona wizualna została zaprojektowana w CSS. Wygląd strony startowej, został przedstawiony na rys. 7. Znajdują się tu najważniejsze informacje o obciążeniu transformatora, temperaturze oleju, pozycji przełącznika zaczeów oraz ostatnie wygenerowane komunikaty.





Rys. 7. Wygląd strony WWW do wizualizacji danych zebranych z transformatora

### 3. Testy

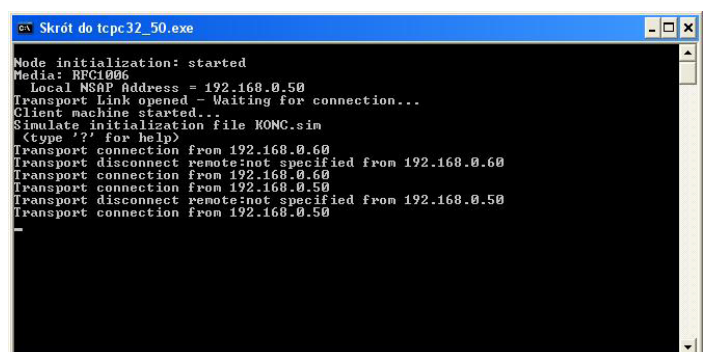
#### 3.1. Stanowisko do testowania

Testy opracowanych algorytmów były przeprowadzane na stanowisku laboratoryjnym przy wykorzystaniu symulatora pracy transformatora oraz programów dodatkowych, pełniących rolę symulatorów pracy urządzeń pomiarowych.

Sygnaly analogowe oraz dwustanowe, doprowadzone na karty wejściowe w testowanym urządzeniu, wymuszane były przez komputer klasy PC. Poprzez oprogramowanie sterujące sygnałami na wyjściach kart symulowane były rzeczywiste wartości, takie jak np. temperatura rdzenia czy zadziałanie zabezpieczeń. Pracę takich urządzeń, jak czujnik wody i wodoru w oleju, sterownik układem chłodzenia czy mierniki prądów po stronie górnej i dolnej transformatora, symulowane były poprzez oprogramowanie będące serwerem Modbus. Napisany specjalnie do tego celu symulator wystawiał odpowiednie wartości w przestrzeni adresowej, takiej samej jak w przypadku rzeczywistych urządzeń.

W serwerze IEC 61850, symulującym pracę Systemu Sterowania i Nadzoru Stacji, zaimplementowany został model zawierający m.in. wartości napięć strony górnej i dolnej transformatora.

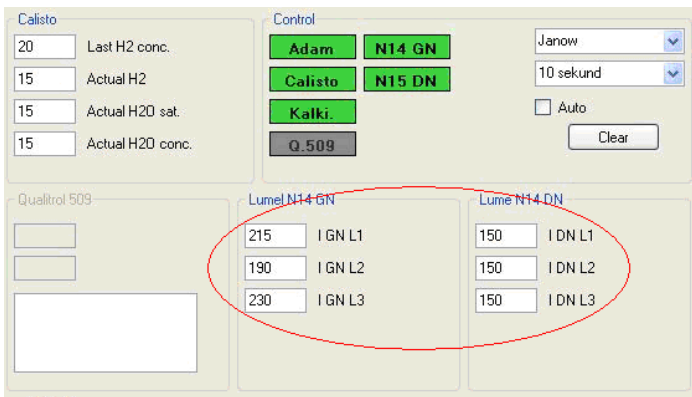
Poprzez zasyty w sterowniku klient IEC wartości te były pobierane z modelu i zapisywane w bazie danych. Wygląd programu symulującego pracę serwera został przedstawiony na rys. 8. Programem używanym do podglądu danych wystawianych przez serwer IEC w sterowniku, symulującym pracę systemów SCADA, był IEC Browser.



Rys. 8. Wygląd programu symulującego pracę serwera IEC 61850 w SSIn

### 3.2. Przebieg testów

W głównej mierze testy systemu zostały skupione na sprawdzeniu poprawności przepływu danych i kompatybilności stosów IEC.



Rys. 9. Wygląd programu symulującego pracę serwera Modbus

MMXUDN	(Configuration)	phsA	{ (0[8])	
MMXUGN	(Command)	phsA\$cVal	{ (0[4])	
CF	(Description)	phsA\$cVal\$mag	{ (0[2])	
CO	(Extension)	phsA\$cVal\$mag\$i	Integer (4[4])	21500
DC		phsA\$cVal\$mag\$f	Float (4[4])	2.150000e+002
EX		phsA\$cVal\$mag	{ (0[2])	
MX		phsA\$cVal	{ (0[4])	
A		phsA\$q	BitString (4[-13])	0000000000000
Hz		phsA\$t	UTC_Time (12[8]	(L=0,F=0,N=0,Ob)01.01.1970 00:00:00,000000
PhV		phsA	{ (0[8])	
PPV		phsB	{ (0[8])	
TotVA		phsB\$cVal	{ (0[4])	
TotVAr		phsB\$cVal\$mag	{ (0[2])	
		phsB\$cVal\$mag\$i	Integer (4[4])	19000

Rys. 10. Fragment programu symulującego pracę klienta IEC 61850

Prądy		
Prąd fazowy L1 GN	215.0	A
Prąd fazowy L2 GN	190.0	A
Prąd fazowy L3 GN	230.0	A
Moc		
Czynna	27.4	MW
Bierna	55.1	kVar
Pozorna	51.1	MVA

Rys. 11. Fragment strony WWW pokazującej prądy oraz moc

Uruchomiony w oddzielnym wątku serwer IEC miał za zadanie pobranie zapisanych w bazie zmiennych i wystawienie ich do odczytu dla systemów SCADA. Fragment programu, pokazujący pobrane przez klienta IEC dane dotyczące wartości prądów po stronie górnej transformatora, został przedstawiony na rys. 10.

Dla przykładu jednym z wielu testów, jaki został przeprowadzony, było sprawdzenie, czy dane odczytywane z urządzeń pomiarowych będą prawidłowo widziane w układach wizualizacji.

W programie symulującym pracę miernika prądu strony górnej transformatora zostały wprowadzone wartości: 215 A, 190 A i 230 A, zgodnie z rys. 9. Program wystawiał wprowadzone wartości pod określone adresy w protokole Modbus, zgodnie z dokumentacją rzeczywistego urządzenia.

Zadaniem sterownika było automatyczne nawiązanie komunikacji z serwerem Modbus, pobranie wartości, przeskalowanie i zapis do bazy danych.

Serwer stron WWW, pobierając w określonych interwałach czasowych dane z bazy, miał za zadanie ich wizualizację w odpowiednim panelu. Fragment strony pokazującej pobrane dane został przedstawiony na rys. 11. Dodatkowo, w przypadku wykrycia przekroczenia dopuszczalnych wartości granic, wygenerowany zostałby komunikat ostrzegawczy, widoczny na panelu głównym wizualizacji.

Oprócz programu IEC Browser, symulującego pracę systemów SCADA, do testów został wykorzystany klient Tamaracka oraz IEC Scout. Wszystkie programy pomyślnie przeszły testy kompatybilności z zaimplementowanym na sterowniku serwerem IEC.

Jak widać na załączonych rysunkach, symulowane w serwerze Modbus wartości były prawidłowo odczytywane zarówno w samej wizualizacji na stronie WWW, jak i w programie pełniącym rolę klienta IEC 61850.

#### BIBLIOGRAFIA

1. Kowalik R., Kopański P., Glik K., „Autotransformer monitoring system” International Conference on Renewable Energies And Power Quality (ICREPPQ '10), 23–25 March 2010, Grenada, Hiszpania, s. 692.
2. Kowalik R., Januszewski M., The example results of electrical power system protection devices interoperability tests using IEC 61850 standard, *Electrical Review* 2008, No. 9, s. 114–119.
3. Kowalik R., Januszewski M., Coordination of protections through the exchange of binary signals between power system substations in the IEC 61850 protocol, *Electrical Review* 2009, No. 6, s. 195–201.

**Paweł Kopański**

mgr inż.

Politechnika Warszawska / Twelve Electric sp. z o.o.

e-mail: pawel.kopanski@ien.pw.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym w Zakładzie Automatyki Elektroenergetycznej Politechniki Warszawskiej (2009). Od kilku lat uczestniczy w opracowywaniu oraz wdrażaniu systemów informatycznych. W głównej mierze są to systemy pomiarowe służące do koncentracji, agregacji oraz archiwizacji danych. Obecnie jest kierownikiem działu informatycznego w firmie Twelve Electric sp. z o.o.

**Désiré D. Rasolomampionona**

dr hab. inż. prof. PW

Politechnika Warszawska

e-mail: desire.rasolomampionona@ien.pw.edu.pl

Od 1994 roku pracuje na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki. Obecnie jest kierownikiem Zakładu Aparatów i Automatyki Elektroenergetycznej. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół problemów dotyczących automatyki elektroenergetycznej, sterowania pracą systemu elektroenergetycznego oraz zastosowania telekomunikacji i nowoczesnych technik informatycznych w elektroenergetyce.

## The Design and Operation of IEC 61850-Based Transformer Measuring Device

### Authors

Paweł Kopański

Désiré D. Rasolomampionona

### Keywords

monitoring, transformer, IEC 61850

### Abstract

The submitted paper presents the results of research on the development of a monitoring system for HV power transformers using the IEC 61850 communication standard. The characteristic feature of this system is its implementation on Linux-based programmable PLC. Data registration functionality, aggregation, archiving and data visualization are merged on one controller. Data registration is performed through built-in digital and analog input cards, Ethernet and serial ports used for communication with external devices. Data aggregation and archiving is based on MySQL database system, though data visualization and presentation thanks to built-in HTML server with an implemented HTML web page that shows the most important parameters in real time. In addition, the implemented IEC 61850 stack enables a direct communication with SCADA system. The stack has been implemented within the controller in such a way that the need for additional equipment, such as standard machine translation is reduced. Both the device and all the algorithms developed in the Institute of Electrical Engineering allow collecting and recording the signals in real time, and moreover make a preliminary diagnosis of the transformer.

## Metody lokalizacji zwarć łukowych w energetycznych liniach przesyłowych

### Autorzy

Mateusz Pustułka  
Mirośław Łukowicz  
Jan Łzykowski

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

### Słowa kluczowe

lokalizacja zwarć, sztuczna sieć neuronowa, zwarcia łukowe

### Streszczenie

W artykule przedstawiono trzy metody lokalizacji zwarć: algorytm Takagi, algorytm wykorzystujący pomiary z dwóch końców linii oraz algorytm z siecią neuronową. Do lokalizacji zwarcia w algorytmach użyto napięcia i prądów mierzonych z obu końców linii. Sieć neuronowa wspomagana była rozwiązaniem uzyskanym za pomocą algorytmu, który w celu określenia miejsca zwarcia, oprócz naturalnych sygnałów pętli zwarciovych, wykorzystywał również sygnały składowych symetrycznych. Przeanalizowany został wpływ filtracji sygnałów zasilających na dokładność algorytmów.

### 1. Wstęp

Wymaganie niezawodnego oraz optymalnego funkcjonowania różnego rodzaju systemów jest powszechne we wszystkich dziedzinach techniki. Wiedza o stanie systemu jest często warunkiem koniecznym do zapewnienia jego niezawodności lub powrotu do warunków pracy normalnej.

Wspomniane wymagania odnoszą się również do systemów elektroenergetycznych. Po wystąpieniu trwałego zwarcia na linii elektroenergetycznej warunkiem niezbędnym przywrócenia jej do pracy jest lokalizacja miejsca zwarcia i usunięcie awarii. Ponieważ linie są najrozleglejszymi obiektami systemu elektroenergetycznego, dokładność algorytmu lokalizacyjnego będzie przekładać się na czas potrzebny na dotarcie ekipy remontowej do miejsca wystąpienia awarii i w związku z tym również na czas odstawienia uszkodzonego elementu systemu elektroenergetycznego.

Prawidłowa praca systemu elektroenergetycznego wymaga ciągłej modernizacji jego elementów składowych oraz rozwoju jego układów automatyki. Zadaniem systemów sterowania jest przede wszystkim zapewnienie nieprzerwanych dostaw energii do odbiorców. Przerwy zasilania często powodowane są przez nieprzewidywalne zjawiska o charakterze losowym pochodzenia elektrycznego, takie jak: przepięcia atmosferyczne i łączeniowe, długotrwałe przeciążenia, pomyłki łączeniowe, bądź nieelektrycznego, w tym głównie zawilgocenie izolacji, zanieczyszczenie izolatorów, nadmierne zbliżenie przewodów czy uszkodzenia mechaniczne. Zdarzenia te powodują najczęściej awarie elementów systemu elektroenergetycznego.

Brak zadziałania automatyki zabezpieczeniowej w chwili wystąpienia zwarcia skutkuje termicznym i dynamicznym oddziaływaniem prądów zwarciovych na elementy konstrukcyjne obiektów

systemu elektrycznego i często prowadzi do ich uszkodzenia. W związku z tym na potrzeby automatyki zabezpieczeniowej opracowano wiele szybkich algorytmów wykrywania i lokalizacji zwarć [1]. W sytuacji wystąpienia awarii priorytetem staje się niewątpliwie szybkie jej wykrycie, zlokalizowanie i usunięcie.

Podstawowe metody estymacji odległości do miejsca zwarcia wykorzystują analityczne algorytmy obliczeniowe, przetwarzające dostępne sygnały zabezpieczeniowe. Ze względu na ograniczony dostęp do informacji na temat łączonych linią systemów (brak danych o impedancjach dla składowych zgodnych i zerowych tych systemów), algorytmy te wymagają założeń upraszczających. W związku z tym próbuje się do zadań lokalizacji wykorzystać tzw. miękkie metody obliczeniowe, w tym sztuczne sieci neuronowe.

Sztuczne sieci neuronowe są jedną z najszybciej rozwijających się technik sztucznej inteligencji. Ze względu na zdolność uczenia się i adaptacji posiadają duży potencjał aplikacyjny. W przeciwieństwie do programowania na podstawie wiedzy heurystycznej, sieci neuronowe przygotowuje się w procesie uczenia, przedstawiając wiele przykładów (wzorców) oczekiwanego zachowania. W artykule porównano trzy różne metody lokalizacji zwarć: algorytm Takagi – jeden z pierwszych algorytmów lokalizacji (znany z literatury [2]), algorytm wykorzystujący pomiary z dwóch końców linii i algorytm wspomagany jednokierunkową, wielowarstwową siecią neuronową. Dominujący wpływ na ostateczne właściwości algorytmów decyzyjnych w sferze dynamiki oraz dokładności, ma wstępne przetwarzanie sygnałów. Dlatego zbadano wpływ dodatkowej filtracji sygnałów napięciowych i prądowych na uzyskiwane wyniki.

## 2. System przesyłowy

Badania algorytmów lokalizacji zwarców przeprowadzono z użyciem sygnałów zwarciovych, uzyskanych z symulacji komputerowych w programie ATP-EMTP zwarców łukowych [3] w linii przesyłowej 400 kV (rys. 1) o długości 50 km. Pomiary prądów i napięć prowadzone były asynchronicznie w obu końcach linii. Badania przeprowadzone zostały dla jednego rodzaju zwarców łukowych L1-E.

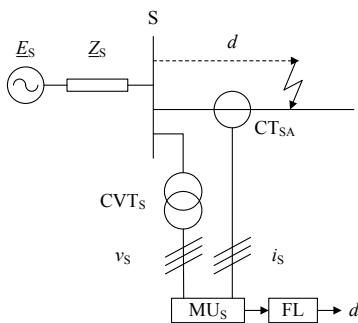
W tab. 1 przedstawiono zakresy zmienności parametrów systemowych przyjętych do modelowania zwarców. Zarówno miejsce zwarcia, rezystancja zwarcia, jak i moce zwarciove systemów zasilających były zmieniane w sposób losowy.

Do uzyskania dużej populacji wzorców zbiorów uczących i testowych, wymaganych do efektywnego uczenia sztucznych sieci neuronowych, wykorzystane zostały dane symulacyjne. Wielkość populacji wygenerowanej dla procesu uczenia sieci neuronowej wynosiła 1000 przypadków, a do testów 100 przypadków. Równocześnie na przypadkach testowych przebadane zostały pozostałe dwa algorytmy lokalizacji.

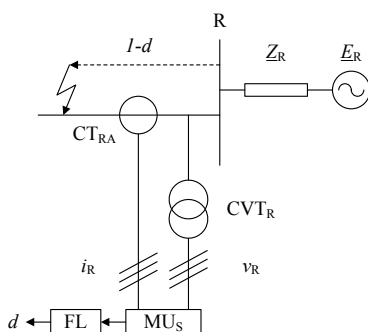
Parametry	Wartości
miejsce zwarcia (%)	0÷100
rezystancja zwarcia (W)	0÷10
moce zwarciove systemów zasilających (GVA)	3÷32

Tab. 1. Zmieniane losowo parametry systemu i zwarców dla generacji danych uczących i testujących

a)



b)



Rys. 1. Schemat systemu przesyłowego z pomiarem dwustronnym:

a) z końca S, b) z końca R

## 3. Algorytm lokalizacji zwarców

Rozważa się naturalne pętle zwarciove, identycznie jak w przypadku zabezpieczenia odległościowego [1]. W tym celu, stosownie do rodzaju zwarcia, formowane są sygnały (napięcie i prąd) pętli zwarciovej. W tab. 2 określono te sygnały do rozważania pętli zwarciovej „widzianej” z końca linii S. Sygnały pętli zwarciovej „widzianej” z końca R określa się analogicznie.

W przypadku pętli zwarciovej faza-ziemia sygnałami pętli zwarciovej są napięcia i prądy z danej fazy, przy czym do prądu fazowego dodawany jest składnik związany ze składową prądu kolejności zerowej pomnożony przez współczynnik:  $k_0 = (Z_{0L} - Z_{1L})/Z_{1L}$ . Wynika to z faktu, że impedancje linii dla składowej zgodnej ( $Z_{1L}$ ) oraz zerowej ( $Z_{0L}$ ) nie są jednakowe, a wartość impedancji odcinka linii pomiędzy punktem pomiarowym (np. S) a zwarcie (F) dla składowej zgodnej jest miarą odległości do zwarcia ( $d$ ).

Dla pętli zwarciovej faza<sub>1</sub>-faza<sub>2</sub> za sygnały pętli zwarciovej przyjmuje się różnice, odpowiednio, napięć oraz prądów z faz biorących udział w zwarcie. W wyniku odejmowania wielkości fazowych eliminowana jest składowa zerowa i nie ma potrzeby kompensowania ze względu na różne impedancje linii dla składowej zgodnej oraz zerowej.

Rodzaj zwarcia	Napięcie pętli zwarciovej	Prąd pętli zwarciovej
L1-E	$V_{S\_L1}$	$I_{S\_L1} + k_0 I_{S0}$
L2-E	$V_{S\_L2}$	$I_{S\_L2} + k_0 I_{S0}$
L3-E	$V_{S\_L3}$	$I_{S\_L3} + k_0 I_{S0}$
L1-L2, L1-L2-E, (L1-L2-L3, L1-L2-L3-E)*	$V_{S\_L1} - V_{S\_L2}$	$I_{S\_L1} - I_{S\_L2}$
L2-L3, L2-L3-E	$V_{S\_L2} - V_{S\_L3}$	$I_{S\_L2} - I_{S\_L3}$
L3-L1, L3-L1-E	$V_{S\_L3} - V_{S\_L1}$	$I_{S\_L3} - I_{S\_L1}$

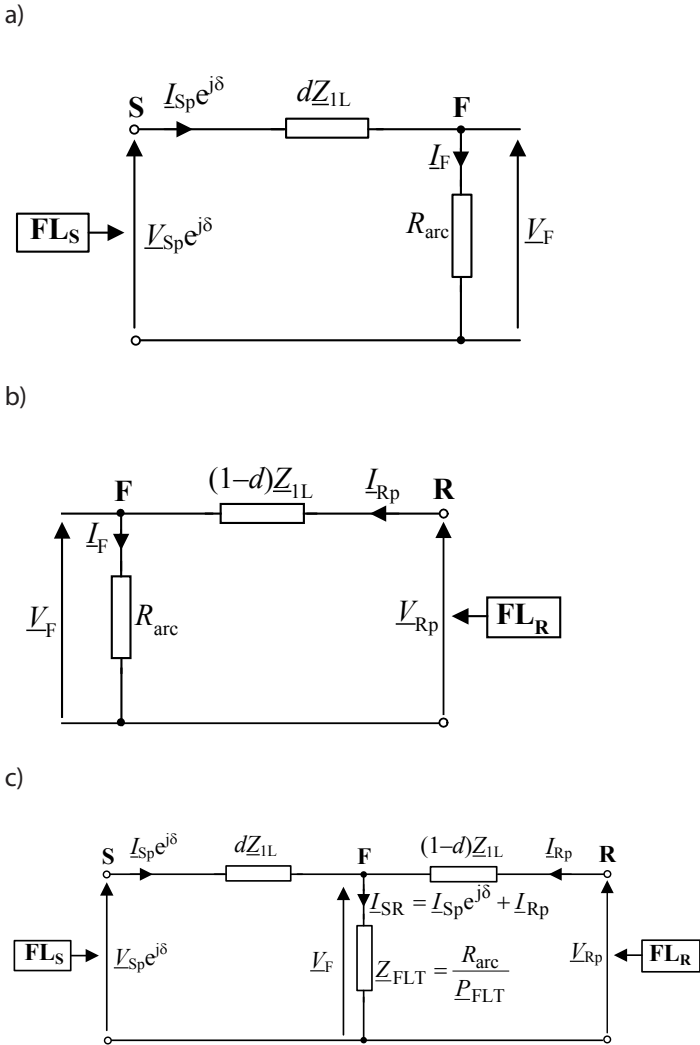
\* uwzględniono pętlę międzyfazową L1-L2, ale mogą być analizowane również pętle L2-L3, L3-L1

Współczynnik kompensacji ze względu na składową zerową:

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{Z_{1L}}$$

Tab. 2. Sygnały pętli zwarciovej rozpatrywanej z końca linii S





Rys. 2. Modele naturalnych pętli zwarciovych: a) model pętli rozpatrywanej z końca S, b) model pętli rozpatrywanej z końca R, c) model zagregowany

Na rys. 2 przedstawiono rozważane modele pętli zwarciovych (rys. 2a, b) oraz zagregowany model pętli zwarcioviej (rys. 2c). Pętla zwarciova „widziana” z końca S (rys. 2a) obejmuje odcinek linii o impedancji dla składowej zgodnej:  $dZ_{1L}$  ( $d$  [p.u.] – odległość do zwarcia) oraz gałąź poprzeczną reprezentującą zwarcie (rezystancja  $R_{arc}$ ). W przypadku pętli zwarcioviej „widzianej” z końca R (rys. 2b) impedancja rozważanego odcinka linii dla składowej zgodnej jest równa  $(1-d)Z_{1L}$ , a gałąź reprezentująca zwarcie jest taka sama jak dla poprzedniej pętli zwarcioviej. Rozważa się wykorzystanie do lokalizacji zwań pomiarów asynchronicznych z obu końców linii [4], przy czym jako bazę odniesienia przyjmuje się pomiary z końca R (napięcie i prąd pętli zwarcioviej:  $V_{Rp}$ ,  $I_{Rp}$ ). Natomiast pomiary z drugiego końca S (napięcie i prąd pętli zwarcioviej:  $V_{Sp}$ ,  $I_{Sp}$ ) są „dosynchronizowane” z użyciem operatora synchronizującego  $e^{j\delta}$ , gdzie  $d$  jest nieznanym kątem synchronizacji. Uzyskuje się to przez pomnożenie oryginalnych fazorów dla sygnałów pętli zwarcioviej przez operator synchronizujący.

Agregując modele obu pętli zwarciovych z rys. 1a, b, uzyskuje się model jak na rys. 2c [1]. Występuje w nim fikcyjna gałąź

poprzeczną, przez którą płynie sumaryczny prąd ( $I_{Sp}e^{j\delta} + I_{Rp}$ ), inny niż rzeczywisty prąd zwarcia  $I_F$ . Impedancja tej fikcyjnej gałęzi nie jest w ogólnym przypadku równa rezystancji w miejscu zwarcia  $R_{arc}$ . Impedancja ta ( $Z_F$ ) jest równa rzeczywistej rezystancji zwarcia  $R_{arc}$  podzielonej przez współczynnik zespolony  $P_{FLT}$ , zależny od rodzaju zwarcia (tab. 3) [2].

Rodzaj zwarcia	$P_{FLT}$
L1-E, L2-E, L3-E	$\frac{2Z_{1L} + Z_{0L}}{3Z_{1L}}$
L1-L2, L2-L3, L3-L1	2
L1-L2-E, L2-L3-E, L3-L1-E, L1-L2-L3, L1-L2-L3-E	1

Tab. 3. Wartości współczynnika  $P_{FLT}$  dla różnych zwań

Przyrównując do siebie spadki napięć na gałęzi poprzecznej w miejscu zwarcia (F) (rys. 2), wyznaczone odpowiednio od końców S oraz R, uzyskuje się:

$$V_{Sp}e^{j\delta} - dZ_{1L}I_{Sp}e^{j\delta} = V_{Rp} - (1-d)Z_{1L}I_{Rp} \quad (1)$$

Równanie (1) po zapisaniu oddzielnie dla części rzeczywistej oraz urojonej daje układ dwóch równań z dwiema niewiadomymi:  $d$  – odległość do zwarcia (p.u.),  $\delta$  – kąt synchronizacji. Układ ten można rozwiązać, stosując procedury numeryczne, jednak wynik nie musi być jednoznaczny, bowiem niewiadomymi są:  $d$ ,  $\sin(\delta)$ ,  $\cos(\delta)$ , gdzie kąt synchronizacji  $d$  może być zarówno dodatni, jak i ujemny, tj. z zakresu:  $-\pi \leq \delta \leq \pi$ .

W celu uniknięcia obliczeń iteracyjnych korzysta się ze znajomości modułu operatora synchronizującego  $e^{j\delta}$ , co daje z (1) następującą zależność:

$$|e^{j\delta}| = \left| \frac{V_{Rp} - Z_{1L}I_{Rp} + dZ_{1L}I_{Rp}}{V_{Sp} - dZ_{1L}I_{Sp}} \right| \quad (2)$$

Ponieważ moduł ten jest równy 1, otrzymuje się równanie:

$$|V_{Rp} - Z_{1L}I_{Rp} + dZ_{1L}I_{Rp}| = |V_{Sp} - dZ_{1L}I_{Sp}| \quad (3)$$

Rozwiązanie równania (3) ze względu na odległość do miejsca zwarcia prowadzi do następującego równania kwadratowego:

$$A_2d^2 + A_1d + A_0 = 0 \quad (4)$$

gdzie:  $d$  – odległość do zwarcia [p.u.],  $A_2$ ,  $A_1$ ,  $A_0$  – współczynniki (liczby rzeczywiste) określone przez sygnały (fazory) pętli zwarciovych: ( $V_{Sp}$ ,  $I_{Sp}$ ) i ( $V_{Rp}$ ,  $I_{Rp}$ ), uformowane z użyciem asynchronicznych pomiarów z obu końców linii oraz przez impedancję linii dla składowej zgodnej ( $Z_{1L}$ ).

Rozwiązanie równania (4) daje dwa wyniki na odległość do miejsca zwarcia ( $d_1$ ,  $d_2$ ). Przynajmniej jedno z tych rozwiązań

wskazuje na zwarcie w linii. Jeśli tylko jedno rozwiązanie jest takie, że  $0 < (d_1 \text{ lub } d_2) < l$ , to właśnie to rozwiązanie jest brane jako poprawne (obowiązujące). Jeśli natomiast oba rozwiązania wskazują na zwarcie w linii, tzn.  $0 < (d_1 \text{ i } d_2) < l$ , to trzeba dokonać selekcji rozwiązania poprawnego.

Zaproponowany algorytm lokalizacji zwarc wykorzystuje napięcia i prądy fazowych pętli zwarciovych, które określone są stosownie do rodzaju zwarcia (tab. 2). Weryfikację obu rozwiązań (w celu odrzucenia rozwiązania błędnego, choć matematycznie poprawnego) można przeprowadzić na podstawie wyznaczonych odległości do zwarcia, korzystając z sygnałów składowych symetrycznych.

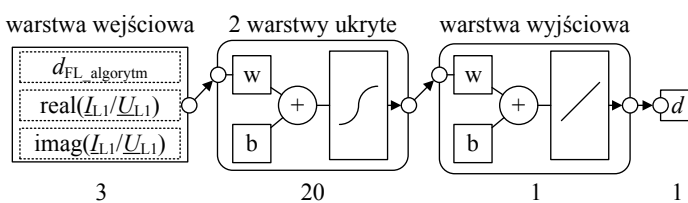
Jako sygnały wejściowe lokalizatora zwarc mogą być również użyte składowe symetryczne napięć i prądów z obu końców linii:

- zgodna oraz przeciwna – dla zwarc niesymetrycznych
- zgodna oraz przyrostowa zgodna – dla zwarc trójfazowych symetrycznych.

Wykorzystuje się wtedy wyprowadzone wzory, wymieniając sygnały pętli zwarciovwej na odpowiednie składowe symetryczne. Dla rozwiązania poprawnego (zgodnego z rzeczywistym miejscem zwarcia) zachodzi koincydencja rezultatów uzyskanych dla dwóch różnych składowych, co w praktyce oznacza, że są one bardzo do siebie zbliżone. Dla rozwiązania drugiego (odrzucającego) występują znaczne różnice.

#### 4. Sztuczna sieć neuronowa

Sieć neuronowa wykorzystana w badaniach składała się z warstwy wejściowej, dwóch warstw ukrytych złożonych z 20 neuronów i warstwy wyjściowej 1-neuronowej (rys. 3). Wektor sygnałów wejściowych (zasilających sztuczną sieć neuronową) stanowiły odpowiednio: wynik algorytmu lokalizacyjnego wykorzystującego pomiary z dwóch końców linii, część rzeczywista oraz urojona ilorazu  $I_{L1}/U_{L1}$ , gdzie  $I_{L1}$ ,  $U_{L1}$  są wartościami prądu i napięcia wybieranymi losowo z okresu 60–80 ms po wystąpieniu zwarcia.



Rys. 3. Architektura sieci neuronowej

Przed rozpoczęciem procesu uczenia wejścia i wyjścia sieci zostały znormalizowane za pomocą funkcji skalującej, tak by zawsze należały do przedziału  $(-1, 1)$ . Cały zbiór danych podzielono na dane uczące, testujące i walidacyjne, odpowiednio w proporcji 70–15–15. Wyjście sieci odpowiada bezpośrednio wartościom docelowym, jak pokazano na rys. 3.

#### 5. Analiza lokalizacji zwarc łukowych

ponieważ celem badań było opracowanie lokalizatora zwarc łukowych, należało wprowadzić do modelu systemu odpowiedni

model łuku zwarciovego. Przyjęto dynamiczny model łuku pierwotnego w postaci równania różniczkowego:

$$\frac{dg_p}{dt} = \frac{1}{T_p} (G_p - g_p) \quad (5)$$

gdzie:  $g_p$  – dynamiczna przewodność łuku,  $G_p$  – statyczna przewodność łuku,  $T_p$  – stała czasowa.

Natomiast statyczna przewodność łuku definiowana jest wzorem:

$$G_p = \frac{|i|}{(V_p + R|i|)l_p} \quad (6)$$

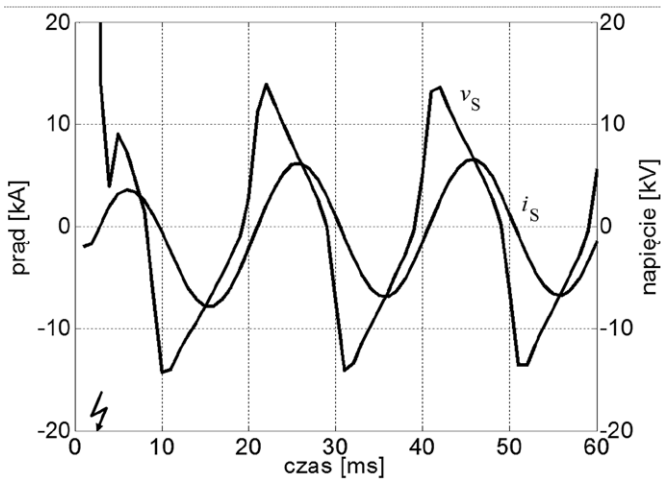
gdzie:  $i$  – prąd łuku,  $V_p$  – średni gradient napięcia,  $R$  – rezystancja statyczna,  $l_p$  – długość łuku.

W badanych przypadkach zwarciovych łuk (rys. 4) modelowano rezystorem o zmiennej rezystancji. Na bieżąco mierzony był prąd łuku i rozwiązywane równanie różniczkowe (1) ze względu na chwilową rezystancję łuku, która była podawana jako sterowanie na element o zmiennej rezystancji.

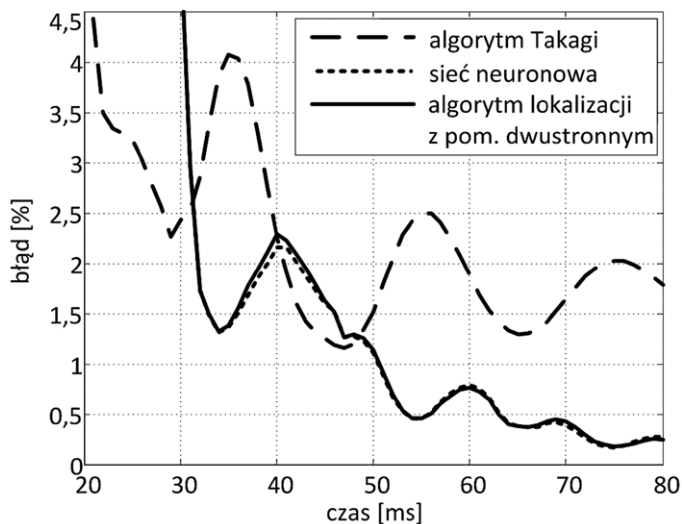
W rozważanych algorytmach lokalizacji zwarc do przetwarzania sygnałów wejściowych zastosowano wstępnie standardowy pełnookresowy filtr Fouriera. Stwierdzono, że w niektórych przypadkach, wskutek dużego zniekształcenia przetwarzanych sygnałów, taka filtracja okazuje się niewystarczająca.

Przeprowadzenie uśredniania rezultatów lokalizacji w czwartym okresie po zwarciu, zamiast w trzecim okresie, wydatnie poprawia dokładność ostatecznej lokalizacji zwarcia. Taki zabieg jest możliwy do zastosowania tylko wtedy, jeśli wyłączenie zwarcia nie nastąpi wcześniej. Alternatywnym podejściem do tego problemu jest wprowadzenie dodatkowej filtracji wstępnej, pozostawiając uśrednianie dla trzeciego okresu, jak to przyjęto na wstępie tych badań. Dodatkową filtrację wstępną zrealizowano z użyciem półokresowego filtra sinusowego, co znacząco poprawiło dokładność lokalizacji.

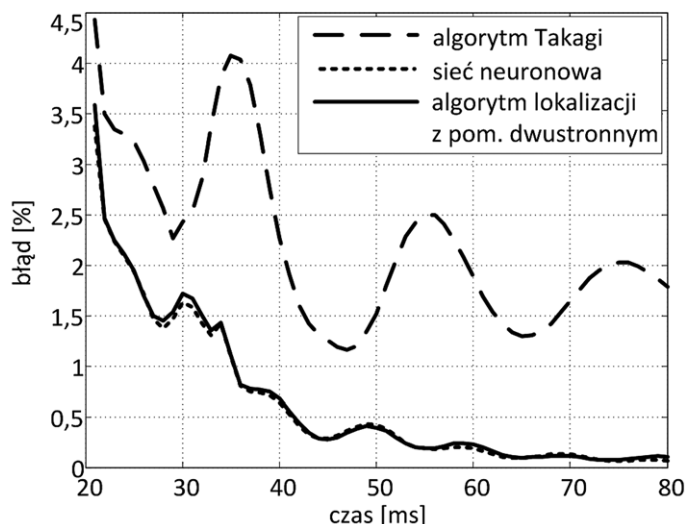
Porównanie trzech różnych metod lokalizacji zwarc przedstawiono na rys. 5. We wszystkich trzech przypadkach wykorzystano tylko standardowe filtrowanie pełnookresowym filtrem Fouriera. Błędy średnie lokalizacji dla wszystkich trzech metod, przedstawione na rys. 6, uwzględniają uprzednią filtrację sygnałów standardowym pełnookresowym filtrem Fouriera, w połączeniu ze wstępną filtracją w postaci półokresowego filtra sinusoidalnego.



Rys. 4. Prąd łuku (i) i spadek napięcia na łuku (v)



Rys. 5. Błędy średnie badanych metod lokalizacji bez dodatkowej filtracji



Rys. 6. Błędy średnie badanych metod lokalizacji z dodatkową filtracją

Wybór poprawnego rozwiązania, spośród dwóch uzyskanych z rozwiązania równania kwadratowego (4), przeprowadzono zgodnie z zasadą, że tylko jedno z rozwiązań dla odległości do zwarcia wskazuje na zwarcie w linii i jest ono w naturalny sposób przyjmowane jako rozwiązanie poprawne.

Lepszą dokładność uzyskano po zastosowaniu do lokalizacji sygnałów pętli zwarciovych i jest ona nieco wyższa niż w przypadku lokalizacji z użyciem danych pomiarowych z jednego końca linii (algorytm Takagi). Wynika to z faktu, że w pomiarach tylko z jednego końca (algorytm Takagi), wskutek niewystarczającej informacji o systemie elektroenergetycznym, konieczne jest przyjęcie założeń upraszczających.

Dodatkowa filtracja w znaczny sposób poprawia dokładność uzyskiwanych rozwiązań. Błąd średni estymacji miejsca zwarcia z dodatkową filtracją sygnałów w trzecim okresie po zwarciu jest mniejszy niż 0,5%, a więc ponad dwukrotnie mniejszy niż w przypadku standardowego filtrowania. Tab. 4 zawiera wyniki trzech różnych metod lokalizacji zwarcia.

Błąd [%]	Sieć neuronowa (rys. 2)	Algorytm lokalizacji (4)	Algorytm Takagi [4]
maksymalny	0,1230	0,2068	4,5601
średni	0,0275	0,0411	1,7357
odchylenie standardowe	0,5522	0,5404	1,2519

Tab. 4. Wyniki lokalizacji przebadanych metod

## 6. Podsumowanie

Rozpatrzone lokalizację zwarc łukowych w liniach przesyłowych z użyciem wyników asynchronicznych pomiarów napięć i prądów z obu końców linii. Wyprowadzono algorytm, dla którego sygnały pętli zwarciovych, rozpatrywanych z obu końców linii, są sygnałami wejściowymi. Uzyskano kwadratowe równanie na poszukiwaną odległość do miejsca zwarcia, którego współczynniki są wyrażone w możliwie najbardziej zwartej formie. Wyboru poprawnego rozwiązania (spośród dwóch) uzyskuje się na podstawie rezystancji (impedancję) łuku, wyznaczonej dla podstawowej harmonicznej.

Wyprowadzony algorytm może być również zastosowany, gdy sygnałami wejściowymi lokalizatora będą składowe symetryczne mierzone napięć i prądów. Należy wtedy użyć składowej kolejności zgodnej i przeciwnej dla zwarc niesymetrycznych oraz składowej kolejności zgodnej (dla zwarc trójfazowych symetrycznych jej wartości zwarciovych i przyrostowych). Dla rozwiązania poprawnego zachodzi koincydencja rezultatów uzyskanych dla dwóch różnych składowych, co w praktyce oznacza, że są one bardzo do siebie zbliżone, natomiast dla rozwiązania drugiego (odrzuconego) występują znaczne różnice.

Przedstawione rezultaty badań wskazują na ważną rolę filtracji cyfrowej przetwarzanych sygnałów. Sygnały te są bowiem znacznie zniekształcone podczas zwarc łukowych. Zasadne jest bezpośrednie korzystanie z rezultatu obliczeń lub wyniku

uśrednionego z możliwie najpóźniejszego czasu po wystąpieniu zwarcia, lecz jeszcze przed jego eliminacją.

Pokazano, że zastosowanie złożonej formy filtracji, np. w postaci standardowej, pełnookresowej filtracji Fouriera wraz z filtracją wstępną z użyciem półokresowego filtra sinusowego, znacznie poprawia dokładność uzyskanych rezultatów obliczeń. Szczególnie dotyczy to wyznaczania kąta synchronizacji.

Analizowane zastosowanie pomiarów z obu stron linii do lokalizacji zwarć nie wymaga stosowania założeń upraszczających, co ma miejsce w przypadku lokalizacji dokonywanej z użyciem tylko pomiarów lokalnych. Prowadzi to do uzyskania lepszej dokładności. Dalsza poprawa dokładności może być osiągnięta przez dostosowanie wyprowadzonego algorytmu do linii o znacznych długościach, gdzie należy uwzględniać model linii o parametrach rozłożonych. Innym środkiem może być opracowanie skuteczniejszej filtracji cyfrowej zniekształconych sygnałów, a zadanie to może przejąć odpowiednio zaprojektowana sieć neuronowa. Będzie to przedmiotem dalszych badań.

Sieć neuronowa tylko nieznacznie poprawia wyniki otrzymywane na drodze analitycznej. Porównywanie omawianych algorytmów lokalizacji zwarć przeprowadzono na podstawie analizy błędów średnich, maksymalnych i odchyłeń standardowych

otrzymywanych wyników bezpośrednich. Prezentowane zbieżności błędów średnich wskazują algorytm wspomagany sztuczną siecią neuronową jako metodę charakteryzującą się mniejszymi błędami niż algorytm Takagi i porównywalnymi błędami lokalizacji z zaprezentowanym algorytmem, wykorzystującym pomiary z dwóch końców linii.

## BIBLIOGRAFIA

1. Saha M.M., Iżykowski J., Rosołowski E., *Fault Location on Power Networks*, Springer, London 2010.
2. Takagi T. i in., Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Aug. 1982, Vol. 101, No. 8, s. 2892–2898.
3. Johns A.T., Aggarwal R.K., Song Y.H., Improved techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmission systems, *Generation, Transmission and Distribution*, March 1994, *IEE Proceedings*, Vol. 141, No. 2, s. 148–154.
4. Saha M.M., Rosołowski E., Iżykowski J., *New Fault Location Method*, *PACWorld*, September 2012, Vol. 21.

### Mateusz Pustułka

mgr inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: mateusz.pustulka@pwr.wroc.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektroniki Politechniki Wrocławskiej, uzyskując dyplom mgr. inż. (2010). Obecnie jest słuchaczem stacjonarnych studiów doktoranckich na Wydziale Elektrycznym macierzystej uczelni. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą zastosowania miękkich metod obliczeniowo-decyzyjnych, w tym sztucznych sieci neuronowych w elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej.

### Mirosław Łukowicz

dr inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: miroslaw.lukowicz@pwr.wroc.pl

Wychowanek Politechniki Wrocławskiej. Zatrudniony jest na stanowisku adiunkta w Instytucie Energoelektryki PWr. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą modelowania i analiz stanu systemu elektroenergetycznego oraz zastosowania metod sztucznej inteligencji do przetwarzania sygnałów i podejmowania decyzji na potrzeby elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

### Jan Iżykowski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wrocławska

e-mail: jan.izykowski@pwr.wroc.pl

Pracownik Politechniki Wrocławskiej, gdzie pełni funkcję dyrektora Instytutu Energoelektryki. Specjalizuje się w zagadnieniach dotyczących elektroenergetyki, a w szczególności elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, lokalizacji zwarć i analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych.

## Arcing Faults Location Methods for Power Transmission Lines

### Authors

Mateusz Pustułka  
Miroslaw Łukowicz  
Jan Iżykowski

### Keywords

fault location, artificial neural network, arcing fault

### Abstract

This paper presents a three different fault location approaches: one-end Takagi algorithm, two-end algorithm considering natural fault loops and neural network. It is assumed that three-phase voltages and currents from both ends of the line measured asynchronously are the input signals of the fault locator. In addition to natural fault loop signals also the use of symmetrical components (positive and negative or incremental positive sequence components) for fault location were considered. Results of evaluation study have been included, analyzed and discussed. Impact of filtration has been considered as well.





[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Wyniki testów działania układu falowej lokalizacji miejsca zwarcia w warunkach laboratoryjnych

## Autorzy

Krzysztof Glik  
Désiré D. Rasolomampionona

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

lokalizacja zwarcia, linia WN, przekształcenie falowe

## Streszczenie

W artykule opisano algorytm falowej lokalizacji miejsca zwarcia w linii wysokiego napięcia (WN) oparty na przekształceniu falowym, który zaimplementowano w prototypie urządzenia, a następnie przetestowano w warunkach laboratoryjnych. Artykuł przedstawia opis części sprzętowej i programowej falowego lokalizatora, metodykę oraz wyniki testów.

## 1. Wstęp

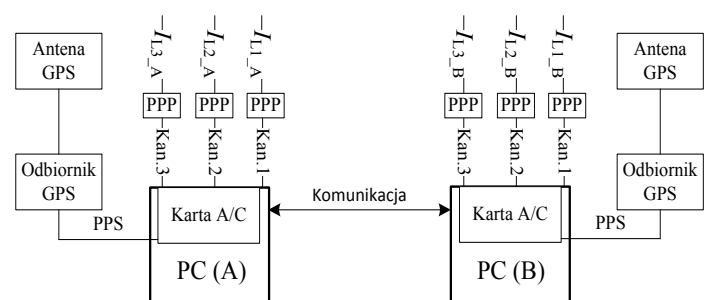
Dokładna lokalizacja miejsca zwarcia w linii WN pozwala na jej szybkie przywrócenie do pracy, co zwiększa bezpieczeństwo i niezawodność działania systemu elektroenergetycznego. Falowa lokalizacja miejsca zwarcia charakteryzuje się lepszą dokładnością w porównaniu z powszechnie wykorzystywanymi metodami impedancyjnymi. Dokładność ta jest szczególnie dobra dla zwarć z dużą rezystancją przejścia, dla linii WN szeregowo kompensowanych czy dwutorowych, dlatego też tematyka ta spotyka się z dużym zainteresowaniem [1, 2].

Zagadnienia dotyczące doświadczeń eksploatacyjnych falowych lokalizatorów opisano w literaturze [3–7]. Testowanie laboratoryjne takich lokalizatorów jest rzadko poruszane [8], a jedynie dokładne przetestowanie urządzenia w warunkach laboratoryjnych pozwala na niezawodne działanie przy różnych rodzajach zwarć, które występują w linii WN. Głównym problemem przy przeprowadzeniu testów laboratoryjnych jest generacja sygnału wysokoczęstotliwościowego (1–1,5 MHz), o odpowiednim przebiegu i czasie narastania zbocza. Urządzenia, które wykorzystywane są do testowania konwencjonalnych lokalizatorów/zabezpieczeń elektroenergetycznych (przykładowo Omicron CMC, który znajduje zastosowanie przy testach zabezpieczeń [9]), mogą generować sygnał do kilku kHz, dlatego też niezbędne było zestawienie nowego stanowiska testowego.

## 2. Część sprzętowa lokalizatora

Działanie układu falowej lokalizacji bazuje na pomiarze prądów w trzech fazach, na dwóch krańcach linii WN przez dwa oddzielne urządzenia (rys. 1). Pośredniczący przekładnik prądowy jest dostosowany do prądu wtórnego głównego przekładnika prądowego oraz charakteryzuje się zwiększonym pasmem przenoszenia. Synchronizacja dwóch urządzeń (PC A i PC B) razem z kartami analogowo-cyfrowymi A/C jest możliwa poprzez system

GPS. Odbiornik GPS generuje sygnał synchronizujący PPS, który jest przesyłany na wejście wyzwalające próbkowanie karty analogowo-cyfrowej. Każdy z prądów jest przetwarzany z częstotliwością 1 MHz. Próbkę są następnie analizowane przez algorytm lokalizatora i w przypadku detekcji zakłócenia określony zakres próbek jest zapisywany w pamięci dwóch komputerów. Gdy dochodzi do zwarcia, czas nadejścia fal do dwóch przeciwnych stacji jest przesyłany między dwoma komputerami, w celu określenia dokładnego miejsca zwarcia. Komunikacja odbywa się za pomocą łącza szeregowego. Użytkownik może nadzorować urządzenie oraz przeglądać wyniki działania poprzez interfejs, który przedstawiono w podrozdziale 3.2.



Rys. 1. Schemat blokowy falowego lokalizatora miejsca zwarcia, PPP – pośredniczący przekładnik prądowy, PPS (ang. *Pulse Per Second*) – sygnał synchronizacyjny

## 3. Część programowa lokalizatora

### 3.1. Algorytm lokalizacji miejsca zwarcia

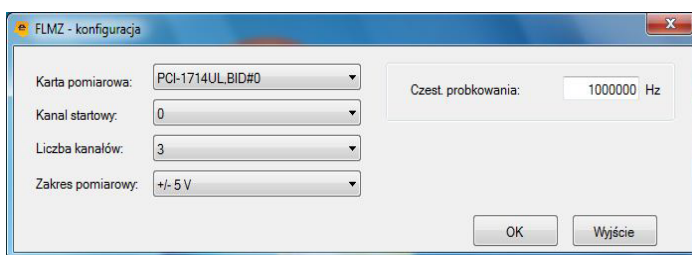
W urządzeniu zaimplementowano algorytm lokalizacyjny, przedstawiony w artykule [10]. Lokalizacja opiera się na pomiarze prądów z trzech faz po obu stronach linii WN, następnie

wykonywane jest przekształcenie  $0, \alpha, \beta$ . W przypadku analizy zjawisk falowych nie stosuje się przekształceń składowych symetrycznych, co wynika z charakteru zjawisk falowych opisywanych wartościami chwilowymi napięć i prądów, które nie mogą być przekształcane na składową zgodną, przeciwną i zerową. Zastosowanie natomiast znalazły macierze przekształceń, tj. macierz Clarke'a, która składa się z elementów niebędących liczbami zespolonymi (jak to ma miejsce w przypadku przekształceń składowych symetrycznych). W wyniku przekształceń  $0, \alpha, \beta$  otrzymuje się składowe diagonalne, które następnie poddawane są przekształceniu falkowemu. Algorytm opiera się na falce biortogonalnej 3.3., przy czym wykorzystywane są współczynniki drugiego poziomu dekompozycji falkowej (zakres częstotliwości 125–250 kHz dla częstotliwości próbkowania 1 MHz). Przekształcenie falkowe jest realizowane za pomocą algorytmu Mallata [11].

W algorytmie przedstawionym [10] do detekcji i klasyfikacji zwarcia wykorzystano przekształcenie falkowe, zaś w prototypie urządzenia detekcja i klasyfikacja jest oparta na składowej okresowej, natomiast sama lokalizacja wykorzystuje przekształcenie falkowe. Wynika to głównie z założenia, że przy pierwszych próbach prototypu najważniejszą kwestią jest poprawna detekcja zwarcia, co na tym etapie testów wydaje się bardziej osiągalne przy zastosowaniu konwencjonalnych metod.

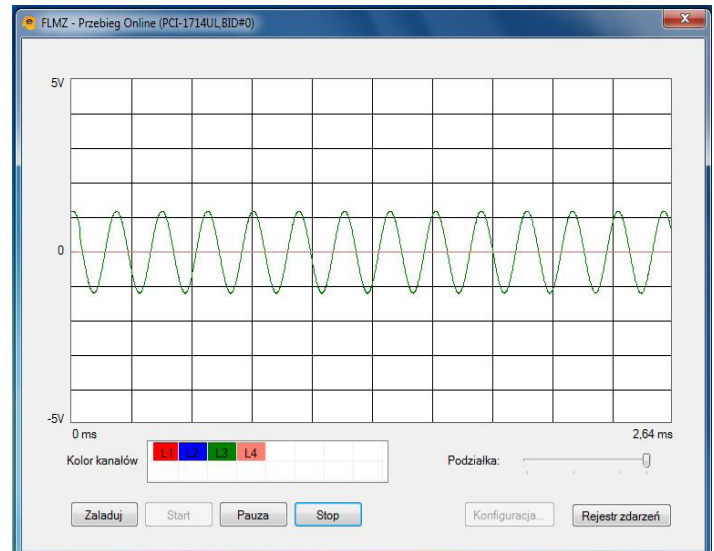
### 3.2. Interfejs użytkownika

Interfejs graficzny zrealizowano za pomocą środowiska Visual Studio 2008 i obiektowego języka programowania C#. Pierwsze okno programu pozwala na wybór karty pomiarowej, kanału próbkowania, zakresu pomiarowego oraz częstotliwości próbkowania (rys. 2).



Rys. 2. Interfejs graficzny, FLMZ konfiguracja

Następne okno pozwala na obserwację sygnału wejściowego na wszystkich dostępnych kanałach w czasie rzeczywistym (rys. 3).



Rys. 3. Interfejs graficzny, FLMZ przebieg online

Wszystkie zarejestrowane zwarcia są następnie zapisywane w bazie danych (rys. 4), z możliwością ich późniejszego analizowania i przeglądania przebiegów czasowych. Przeglądanie przebiegów czasowych w trybie offline zrealizowano za pomocą biblioteki ZedGraph.

Lp.	Data zwarcia	Stacja A	Stacja B	Długość linii [km]	Typ zwarcia	Odł. do miejsca zwarcia(st.A)	Odł. do miejsca zwarcia(st.B)
65	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
64	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
63	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
62	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
61	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
60	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
59	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
58	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
57	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
56	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
55	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
54	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
53	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4
52	2013-01-30_07-4...	Sochaczew	Mory	100km	L1-E	20,6	80,4

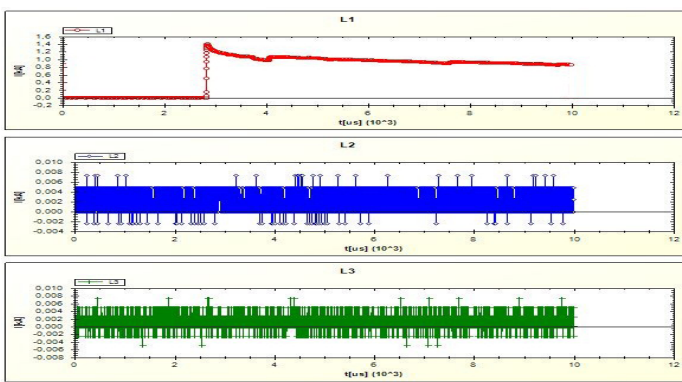
Rys. 4. Interfejs graficzny, FLMZ rejestr zdarzeń

### 4. Pierwszy układ testowy

pierwszy układ testowy pozwala na wstępne sprawdzenie działania układu falowego lokalizatora. Co ważne, można za pomocą tego układu sprawdzić, czy zastosowany przekładnik prądowy przenosi w sposób prawidłowy wysokie częstotliwości oraz nie zniekształca przedniego czoła fali. Istotną sprawą jest także możliwość sprawdzenia oprogramowania, które jest dedykowane dla lokalizatora i ma za zadanie wizualizować i zapisywać przebiegi po detekcji zwarcia. Sygnał z symulowanego zwarcia za pomocą baterii 9 V jest wysyłany jednocześnie na wejście dwóch zsynchronizowanych ze sobą kart analogowo-cyfrowych, poprzez pośredniczący przekładnik prądowy. Taką metodę badania

wykorzystuje Qualitrol w przypadku lokalizatora TWS Mark VI [12]. Co ciekawe, drugi z producentów falowych lokalizatorów Kehui Electric, deklaruje że, nie wykonuje sprawdzeń laboratoryjnych dla swojego lokalizatora GX-2000.

Układ testowy jest bardzo podobny do tego przedstawionego na rys. 1. Jediną różnicą jest bateria, która znajduje się po pierwotnej stronie pośredniczących przekładników prądowych przewidzianych dla urządzeń A i B. Na rys. 5 przedstawiono wynik rejestracji impulsu przez urządzenie A. Impuls w urządzeniu B pojawia się z różnicą nie większą niż  $1 \mu\text{s}$ , co odpowiada standardowemu błędowi synchronizacji dla systemu GPS. Sprawdzenia takie przeprowadzono wielokrotnie dla wszystkich faz, co potwierdza poprawność dobranych elementów składowych układu falowej lokalizacji miejsca zwarcia.



Rys. 5. FLMZ przebieg offline, impuls z baterii

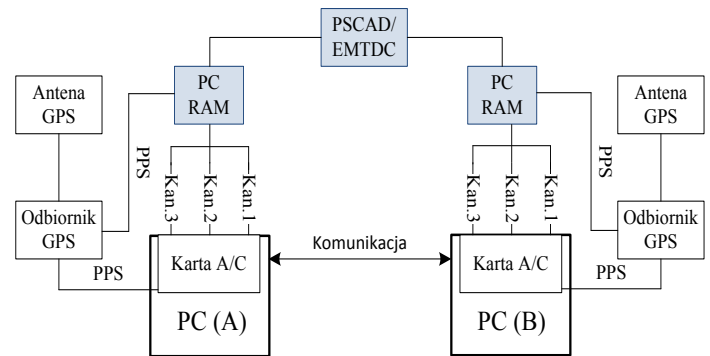
## 5. Drugi układ testowy

### 5.1. Schemat blokowy

Drugi układ testowy wykorzystuje próbki otrzymane po zwarcium symulowanym w programie PSCAD/EMTDC (program do symulacji elektromagnetycznych składowych przejściowych). Celem poniższej analizy jest zbadanie, jak algorytm falowy działa przy zwarcium łukowym.

Modelowany jest łuk pierwotny, który pojawia się w miejscu zwarcia doziemnego. Łuk wtórny, związany z otwieraniem wyłącznika w linii, nie będzie miał wpływu na algorytm falowy, a więc nie jest rozpatrywany.

Próbki otrzymane z programu PSCAD/EMTDC są zapisywane w pamięci komputera (PC RAM), a następnie wykorzystywane w algorytmie dwóch zsynchronizowanych ze sobą urządzeń. Próbki są wczytywane po pojawieniu się sygnału wyzwalającego (PPS) na wejściu synchronizującym karty analogowo-cyfrowej. Schemat tego układu testowego przedstawiono na rys. 6.



Rys. 6. Schemat blokowy drugiego układu testowego

### 5.2. Model systemu

W celu prawidłowego analizowania zjawisk falowych i sprawdzenia działania falowego algorytmu detekcji, klasyfikacji i lokalizacji miejsca zwarcia zamodelowano układ źródło zastępcze – linie WN – źródło zastępcze.

System przedstawiony na rys. 9 składa się z trzech linii trójfazowych WN o napięciu 220 kV oraz długości  $l_{G1-A} = 70 \text{ km}$ ,  $l_{A-B} = 100 \text{ km}$ ,  $l_{B-G2} = 150 \text{ km}$ . Linie WN są modelowane jako elementy o parametrach rozłożonych zależnych od częstotliwości, przy czym pozostałe elementy modelu (generator, stacje, przekładniki) są odwzorowane jako elementy o parametrach skupionych. Zakłada się, że falowy lokalizator miejsca zwarcia jest zainstalowany w stacji A i B.

### 5.3. Model zwarcia łukowego

Łuk pierwotny zamodelowano jako zmienną rezystancję zależną od prądu [13, 14].

$$\frac{dg_p}{dt} = \frac{1}{\tau_p} (G - g_p) \quad (1)$$

gdzie:  $g_p$  – zastępcza przewodność łuku pierwotnego,  $G$  – przewodność statyczna łuku,  $\tau_p$  – stała czasowa procesu palenia się łuku.

Przyjęto:  $u_p = 15 \text{ V/cm}$ , charakterystyczne napięcie jednostkowe łuku,  $R_{\text{Łuk}} = 10\text{--}5 \text{ } \Omega/\text{cm}$ , charakterystyczna jednostkowa rezystancja łuku,  $l_{\text{Łuk}} = 400 \text{ cm}$ , długość łuku elektrycznego.

$$\tau_{\text{Łuk}} = \frac{\alpha I_p}{I_{\text{Łuk}}} \quad (2)$$

Przyjęto:  $\alpha = 2,5 \cdot 10^{-5}$ , stały parametr,  $I_p = 15000 \text{ A}$ , zakładana szczytowa wartość prądu łuku.

$$g(k) = G \cdot (1 - a_1) + g(k-1) \cdot a_1 \quad (3)$$

$a_1 = e^{-T/\tau_p}$ ,  $T$  – krok modelowania

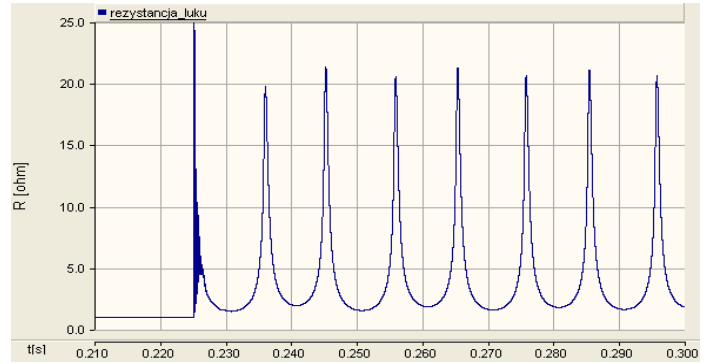
$$g(0) = 0,054 \cdot \frac{i}{u_p \cdot l} \quad (4)$$

Wartość początkowa konduktancji w chwili zwarcia:

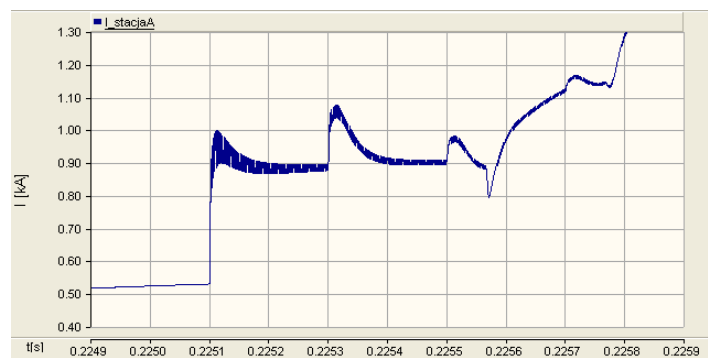
$$g(t_z) = 0,054 \cdot \frac{i}{u_p \cdot l} \quad (5)$$

Równania 1–5 są wykorzystane w modelu przedstawionym na rys. 9. Model ten jest podzielony na trzy części, które określają wartość rezystancji łuku przed, po i podczas trwania zwarcia. Symulowane jest zwarcie w odległości 30 km od stacji A oraz 70 km od stacji B, przy czym odległości te są zmieniane podczas testów laboratoryjnych.

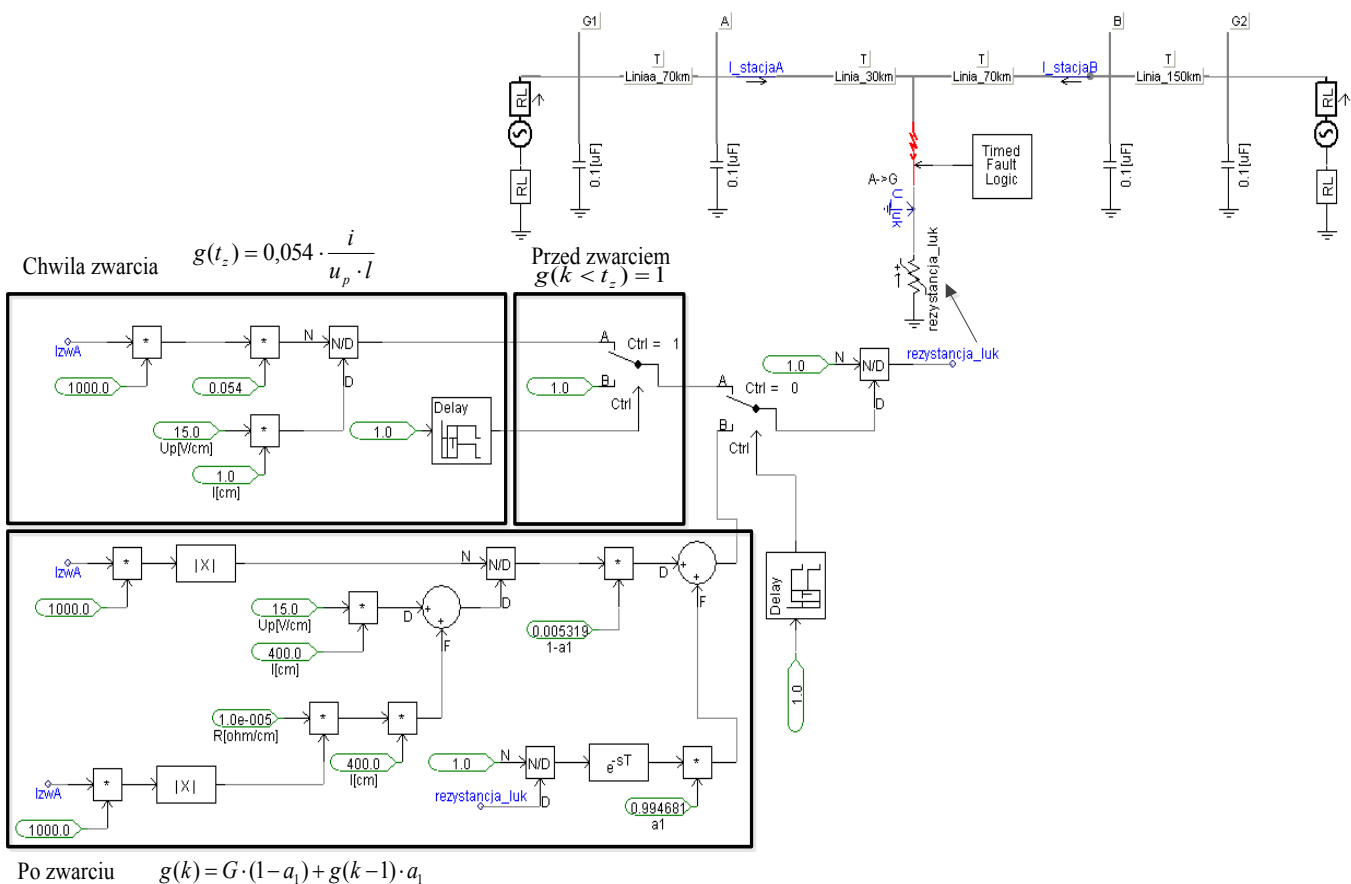
Na rys. 7 przedstawiono zmienną w czasie rezystancję łuku elektrycznego występującego w miejscu zwarcia, którą otrzymano w wyniku symulacji układu z rys. 9. Maksymalna wartość rezystancji łuku dla analizowanego przypadku nie przekracza granicy 25 Ω. Prąd zwarciowy w stacji A przedstawiono na rys. 8. Zwarcie zachodzi w chwili  $t_z = 0,225$  s. Można zaobserwować po tym czasie nakładanie się wysokoczęstotliwościowego sygnału na fale prądowe. Mimo dodatkowych składowych kształt fal nie zmienia się znacząco, dzięki czemu algorytm falowy działa poprawnie dla tego typu zwarc. Potwierdzono to doświadczalnie w podrozdziale 5.4.



Rys. 7. Rezystancja łuku elektrycznego, PSCAD/EMTDC



Rys. 8. Prąd zwarciowy w stacji A po wystąpieniu zwarcia łukowego,  $t_z = 0,225$ s, PSCAD/EMTDC

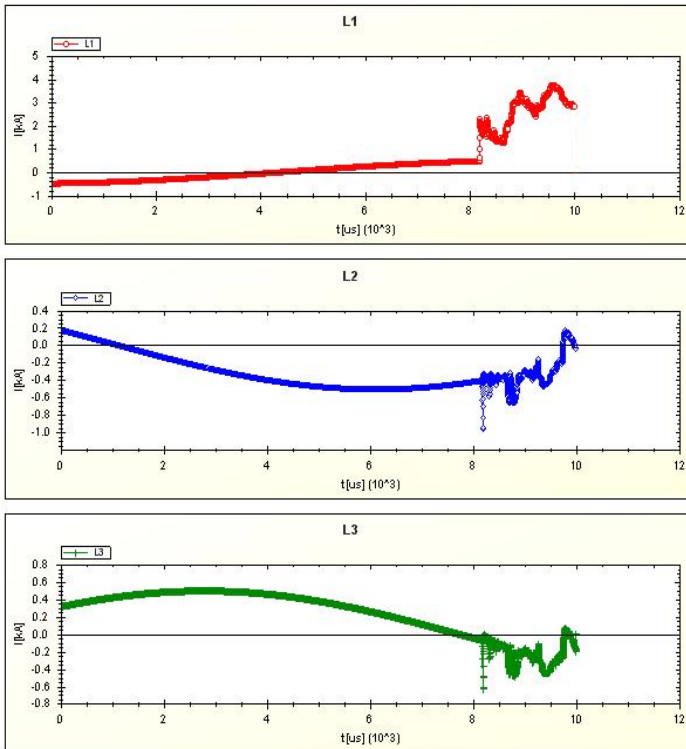


Rys. 9. Model łuku pierwotnego, PSCAD/EMTDC



## 5.4. Wyniki działania algorytmu

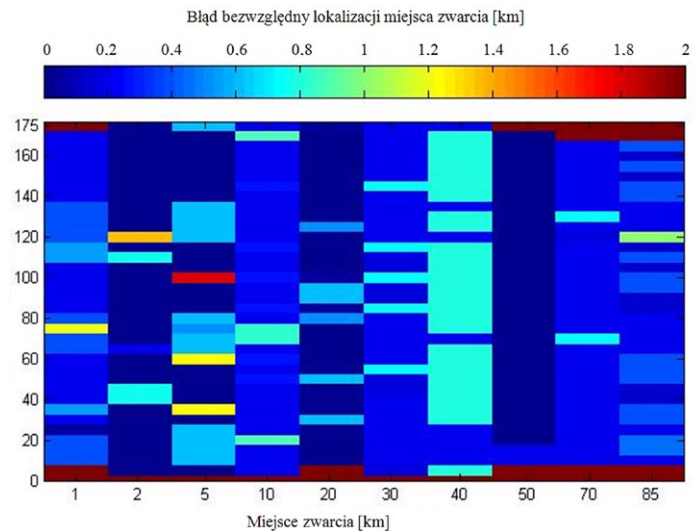
Zrealizowano liczne testy, dla różnej odległości miejsca zwarcia i kąta dla zwarcia jednofazowego L1-E łukowego. Przykładowy przebieg zarejestrowany przez urządzenie z częstotliwością 1 MHz przedstawiono na rys. 10. Wyniki działania algorytmu dla zwarcia jednofazowego przedstawiono na rys. 11, gdzie czerwony kolor oznacza obszary o zwiększonym błędzie lokalizacji miejsca zwarcia. Można zaobserwować błędne działanie algorytmu dla małych kątów zwarcia oraz poprawne wyniki dla praktycznie wszystkich pozostałych przypadków.



Rys. 10. Wyniki rejestracji zwarcia, interfejs graficzny urządzenia

Oprócz zwarć łukowych przetestowano algorytm dla różnych typów zwarć (L2-E, L1-L2, L1-L2-L3 itd.), przy czym uzyskano wyniki zbliżone do wyników symulacyjnych, które przedstawiono w publikacji [10], gdzie uwzględniono jedynie wyniki symulacyjne algorytmu (bez uwzględnienia sprzętu).

Prawidłowe działanie algorytmu wynika z doboru odpowiedniej falki do danego zastosowania, która będzie najbardziej podobna do poszukiwanej składowej sygnału, a w tym przypadku odpowiada wzrostowi prądu związanemu z propagacją fali elektromagnetycznej. Co więcej, odpowiednio wysoki zakres rozpatrywanego zakresu częstotliwości pozwala na precyzyjne określenie danego impulsu w czasie. Warto zauważyć, że dobór optymalnego algorytmu był możliwy dzięki wykorzystaniu komputerowych symulacji, przy czym w tym artykule udowodniono, że algorytm jest możliwy do zaimplementowania na platformie sprzętowej.



Rys. 11. Wyniki działania algorytmu falowego, długość linii: 100 km

## 6. Podsumowanie

Celem testów było sprawdzenie działania algorytmu lokalizacji miejsca zwarcia opartego na zjawiskach falowych, który będzie się charakteryzował mniejszymi błędami w porównaniu z obecnie powszechnie używanymi metodami impedancyjnymi lokalizacji miejsca zwarcia. Opracowanie takiego algorytmu pozwala na poprawę stabilności systemu elektroenergetycznego ze względu na bardziej efektywną inspekcję linii, która może być przeprowadzona dzięki dokładnej lokalizacji miejsca zwarcia.

W artykule opisano stanowisko testowe i metodologię badań, które pozwoliły na sprawdzenie działania układu falowej lokalizacji miejsca zwarcia w warunkach laboratoryjnych.

Przeprowadzone testy potwierdzają, że udało się opracować algorytm lokalizacji miejsca zwarcia oparty na przekształceniu falkowym, który pozwala na dokładną lokalizację zwarć w liniach elektroenergetycznych WN z wykorzystaniem występujących w nich zjawisk falowych. Algorytm ten zapewnia lokalizację miejsca zwarcia ze średnim błędem 250 m, wyłączając przypadki, gdy zwarcie zachodzi przy przejściu napięcia przez zero (lub w pobliżu:  $\pm 2,5^\circ$ ).

Kolejnym krokiem w sprawdzeniu działania układu falowej lokalizacji będzie testowanie urządzenia w rzeczywistych warunkach, tzn. na stacji elektroenergetycznej. Ze względu na stosunkowo rzadkie występowanie zwarć w liniach WN badania te mogą trwać długo. Z większym prawdopodobieństwem możliwe będzie sprawdzenie lokalizatora w wypadku wystąpienia operacji łączeniowych, załączania baterii kondensatorów czy przy występowaniu wyładowań atmosferycznych. Tego typu zdarzenia są źródłem sygnałów o wysokiej częstotliwości, które mogą być wykryte przez odpowiednio nastawiony falowy lokalizator.

## BIBLIOGRAFIA

1. Glik K. i in., Travelling wave fault location in power transmission systems: an overview, *Journal of Electrical Systems* 2011, nr 7, s. 287–296.
2. Qin J., Chen X., Zheng J., Travelling wave fault location of transmission line using wavelet transform, *Proceedings of IEEE Powercon Conference*, 1998, s. 533–537.
3. Gale P.F. i in., Travelling wave fault locator experience on ESKOM's transmission network, *Proc. IEE Seventh International Conference on Developments in Power System Protection*, 2001, s. 327–330.
4. Gale P.F., Stokoe J., Crossley P.A., Practical experience with travelling wave fault locators on Scottish power's 275&400kV transmission system, *Proc. Sixth IEEE International Conference on Developments in Power System Protection*, 1997, s. 192–196.
5. Xu B., Shu Z., Gale P., The application of travelling wave fault locators in China, *Proc. IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection*, 2008, s. 535–539.
6. Haffar El A., Lehtonen M., Evaluation of travelling wave fault location based on field measurements, *Proc. IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection*, 2008, s. 601–605.
7. Zimath S.L., Ramos M.A.F., Filho J.E.S., Comparison of impedance and travelling wave fault location using real faults, *Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2010, s. 1–5.
8. Zhen W. i in., Travelling wave fault location test technique and its applications using high speed travelling wave generator, *Proc. Power and Energy Engineering Conference (APPEEC 2012)*, 2012, s. 1–4.
9. Kowalik R., Januszewski M., Rasolomampionona D., Problems Found During Testing Synchronous Digital Hierarchical Devices Used on Power Protection Systems, *IEEE Transactions On Power Delivery* 2013, nr 28 (1), s. 11–20.
10. Glik K., Rasolomampionona D., Kowalik R., Detection, classification and fault location in HV lines using travelling waves, *Przegląd Elektrotechniczny* 2012, nr 1a, s. 269–275.
11. Mallat S., *A Wavelet Tour of Signal Processing*, New York: Academic, 2008.
12. TWS Mk VI User Manual, Travelling Wave Fault Locator, document ID: 40-08534-02.
13. Johns A.T., Aggarwal R.K., Song Y.H., Improved techniques for modeling fault arcs on faulted EHV transmission systems, *IEE – Generation, Transmission and Distribution* 1994, No. 141, s. 148–154.
14. Rosołowski E., *Komputerowe metody analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych*, Wrocław 2009, s. 361.

### Krzysztof Glik

mgr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: krzysztof.glik@ien.pw.edu.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej (2009). Obecnie jest doktorantem w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej oraz pracuje w CJR Polska. Jego główne zainteresowania zawodowe dotyczą falowej lokalizacji miejsca zwarcia.

### Désiré D. Rasolomampionona

dr hab. inż. prof. PW

Politechnika Warszawska

e-mail: desire.rasolomampionona@ien.pw.edu.pl

Od 1994 roku pracuje na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w Instytucie Elektroenergetyki. Obecnie jest kierownikiem Zakładu Aparatów i Automatyki Elektroenergetycznej. Jego zainteresowania naukowe koncentrują się głównie wokół problemów dotyczących automatyki elektroenergetycznej, sterowania pracą systemu elektroenergetycznego oraz zastosowania telekomunikacji i nowoczesnych technik informatycznych w elektroenergetyce.

## Laboratory Test Results for the Travelling Wave Fault Location Scheme

### Authors

Krzysztof Glik  
Désiré D. Rasolomampionona

### Keywords

fault location, HV line, wavelet transform

### Abstract

The article describes the travelling wave fault location algorithm for high voltage lines based on wavelet transform. The algorithm is implemented in a prototype and tested in laboratory. The article presents a hardware and software part of travelling wave fault locator, methodology and test results.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

## Nowa struktura elektrohydraulicznych regulatorów mocy spełniająca wymagania wdrażanego systemu LFC

### Autorzy

Mariusz Pawlak  
Jacek Karczewski

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

### Słowa kluczowe

turbina, system elektroenergetyczny, regulator elektrohydrauliczny

### Streszczenie

W polskim systemie elektroenergetycznym wdrażany jest obecnie nowy regulator centralny LFC (ang. load frequency control), wykorzystywany w automatycznej regulacji częstotliwości i mocy wymiany. Na jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) narzucone zostały wymagania dotyczące spełnienia wymagań LFC. W artykule przedstawiona zostanie struktura, budowa i zasada działania mikroprocesorowych elektrohydraulicznych regulatorów mocy (MREH), zaprojektowanych i konstruowanych w Oddziale Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki w Łodzi. Regulatory te wdrożone zostały w jednej z krajowych elektrowni zawodowych. Zaprezentowane zostaną wyniki obiektowych badań eksploatacyjnych oraz dokonana zostanie ocena możliwości implementacji nowych procedur komunikacyjnych między MREH a LFC do struktury programowej regulatorów.

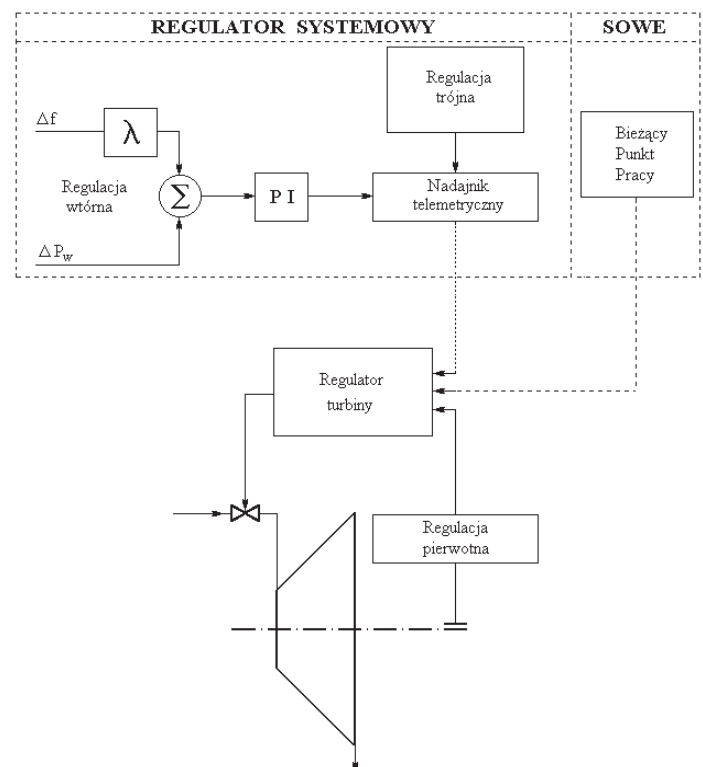
## 1. Wstęp

Oddział Techniki Ciepłej w Łodzi Instytutu Energetyki prowadzi od wielu lat prace naukowo-badawcze związane z wdrożeniem na blokach energetycznych elektrohydraulicznej regulacji mocy. Rosnące wymagania dotyczące zapewnienia wysokiej jakości i zmniejszenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej doprowadziły do konieczności modernizacji układów regulacji, decydujących o poprawnej pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Jednostki te zostały zobowiązane do spełnienia wymagań wdrażanego obecnie w krajowej energetyce systemu LFC (ang. load frequency control).

W artykule przedstawiono wyniki badań przeprowadzonych na blokach 120 MW, wyposażonych w zaprojektowany i skonstruowany w OTC IE mikroprocesorowy, elektrohydrauliczny regulator mocy (MREH). Badania te posłużyły do oceny dyspozycyjności bloków w świetle spełnienia przez nie wymagań dotyczących regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej systemu elektroenergetycznego, wynikających z wdrażanego systemu LFC. Na tle tych badań dokonana zostanie ocena możliwości implementacji nowych procedur komunikacyjnych między MREH a LFC do struktury programowej regulatorów.

## 2. Regulacja systemu elektroenergetycznego

system regulacji częstotliwości i mocy systemu elektroenergetycznego [1, 2] jest systemem sterowania hierarchicznego o kilku poziomach regulacji, jak to przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Poziomy regulacyjne w systemie elektroenergetycznym

Stopniem pierwszym, nazywanym regulacją pierwotną, są regulatory prędkości obrotowej turbin. Regulacja pierwotna jest zdecentralizowana, gdyż jest realizowana przez autonomiczne



układy regulacji turbin w poszczególnych elektrowniach. Stopniem drugim jest regulacja częstotliwości i mocy wymiany, nazywana regulacją wtórną, oddziałująca na wartości zadane regulatorów turbozespołów. Trzecim stopniem, nazywanym regulacją trójną, jest regulacja ekonomicznego rozdziału obciążeń.

Proces pierwotnej regulacji częstotliwości rozpoczyna się w chwili wystąpienia odchyłki częstotliwości spowodowanej zakłóceniem w systemie elektroenergetycznym, a kończy się po kilkunastu sekundach stabilizacją tej odchyłki na poziomie określonym statyczną charakterystyką regulacji pierwotnej. Likwidacja powstałej odchyłki częstotliwości w systemie elektroenergetycznym następuje poprzez działanie tzw. regulacji wtórnej, która nakłada się na proces pierwotnej regulacji mocy.

### 3. Elektrohydrauliczny regulator turbiny

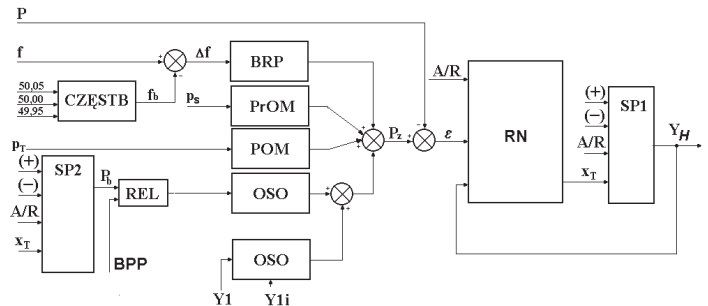
w jednej z krajowych elektrowni na blokach 120 MW zainstalowane są mikroprocesorowe elektrohydrauliczne regulatory mocy (MREH) konstrukcji Oddziału Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki w Łodzi (rys. 2)



Rys. 2. Mikroprocesorowy elektrohydrauliczny regulator mocy (MREH) konstrukcji OTC

Regulatory te były wielokrotnie modernizowane, tak aby mogły spełniać aktualne wymagania Krajowej Dyspozycji Mocy dotyczące bloków biorących udział w regulacji KSE [3]. Celem tych prac było spełnienie wymagań jakościowych w regulacji systemu.

Regulacja mocy dokonywana jest przez oddziaływanie układu regulacji na zawory regulacyjne części wysokoprężnej (WP) turbiny. W sterowniku wypracowywany jest sygnał nastawczy, który przez przetwornik elektrohydrauliczny steruje pracą zaworów. Schemat blokowy regulatora przedstawiono na rys. 3.



Rys. 3. Schemat blokowy regulatora mocy turbiny kondensacyjnej

Oznaczenia: BRP – blok formowania sygnału regulacji pierwotnej; CZĘSTB – blok zadawania częstotliwości bazowej; POM – parowy ogranicznik mocy; PrOM – próżniowy ogranicznik mocy; OSO – ogranicznik szybkości obciążania; SP2 – zadajnik mocy bazowej; SP1 – zadajnik sterowania ręcznego; REL – wybór trybu sterowania (zdalne lub miejscowe); RN – blok regulatora PI; P – moc generatora; Pb – moc zadana bazowa; Pz – sumaryczna moc zadana dla turbiny; Y1i, Y1 – sygnały z regulatora centralnego (regulacja wtórna systemu); BPP – bieżący punkt pracy; f – częstotliwość sieci; fb – częstotliwość bazowa; Df – odchyłka częstotliwości; pT – ciśnienie pary świeżej; YH – sygnał sterujący; xT – sygnały do śledzenia; (+), (-) – sygnał binarny, zadawanie w górę (w dół); A/R – sygnał binarny, sterowanie ręczne lub automatyczne.

Układ regulacji mocy po stronie wejściowej składa się z czterech torów :

1. Tor zadawania mocy bazowej Pz. Moc ta wprowadzana jest do układu z trzema prędkościami formowanymi przez ogranicznik szybkości obciążania OSO
2. Tor zadawania sygnałów Y1 i Y0 w ramach automatycznej regulacji częstotliwości i mocy oraz BPP (bieżącego punktu pracy)
3. Tor odchyłek ciśnienia pary świeżej (POM – parowy ogranicznik mocy) i ciśnienia absolutnego w skraplaczu (PrOM – próżniowy ogranicznik mocy)
4. Tor korekcji częstotliwości, w którym kształtuje się charakterystyki: statyczną i dynamiczną regulacji pierwotnej.

Odchyłka mocy wynikająca z porównania mocy rzeczywistej bloku P z czterema ww. sygnałami jest podawana na wejście regulatora PI, którego sygnał wyjściowy poprzez stacyjkę A/R (automatyka/sterowanie ręczne) i przetwornik elektrohydrauliczny steruje położeniem zaworów regulacyjnych turbiny.

Najważniejsze funkcje prezentowanego regulatora turbiny kondensacyjnej to:

- Regulacja obciążenia mocą czynną w układzie z wiodącą turbiną
- Regulacja pierwotna (RP) – utrzymywanie odpowiedniej częstotliwości w systemie
- Regulacja mocy w systemie ARCM (regulacja wtórna)
- Regulacja mocy w systemie Y0 (regulacja trójna)
- Regulacja mocy w systemie BPP (bieżący punkt pracy)
- Udostępnienie danych do systemu SMPP-JWCD (system monitorowania parametrów pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych)
- Parowy ogranicznik mocy (POM – zabezpieczenie)
- Próżniowy ogranicznik mocy (PrOM – zabezpieczenie)
- Ręczne sterowanie położeniem zaworów turbiny (stacyjka sterowania ręcznego A/R – „bezuderzeniowe” przejścia z trybu pracy AàR RàA)
- Ograniczniki technologiczne (BOT – blok ograniczeń termicznych)
- Układy do sprawdzania zabezpieczeń turbiny
- Układ diagnostyczny dla przetwornika elektrohydraulicznego i jego urządzeń pomocniczych (filtry i pompy olejowe)
- Diagnostyka układu regulacji w trybie online i offline
- Możliwości komunikacyjne z centralnymi systemami wizualizacji.

#### 4. Badania sprawdzające regulatora

Celem badań było:

- przetestowanie pracy EHR po wdrożeniu nowego regulatora mikroprocesorowego na bloku 120 MW
- sprawdzenie pracy bloku przy zakłóceniach wywołanych zmianą mocy wynikającą z działania regulacji pierwotnej i wtórnej systemu.

Sprawdzenie miało za zadanie skontrolowanie wybranych parametrów dynamicznych bloku. Program badań ułożony był tak, aby odpowiadał harmonogramowi badań odbiorczych bloku, wykonywanych według wymagań OSP. Badania prowadzone w czerwcu 2012 roku miały na celu ocenę pracy bloku przed jego zgłoszeniem do formalnego odbioru przez PSE-Operator.

Na rys. 4–12 przedstawiono przebiegi zarejestrowane podczas badań [5].

Wykaz oznaczeń [5]:

- PG [MW] – moc generatora
- pi [Bar] – ciśnienie oleju impulsowego regulatora
- Yh [%] – sygnał nastawczy regulatora
- SUM [MW] – sumaryczna moc zadana (za OSO)
- pT [MPa] ciśnienie pary świeżej z kotła
- ZL[%] położenie zaworu WP lewego
- ZP[%] położenie zaworu WP prawego.

Próby rozpoczęto przy mocy zadanej 109 MW. Nastawy regulatora mocy wynosiły:  $T_i = 7,5$  s,  $K = 1,0$ . Procowaly wszystkie młyny. Sprawdzano reakcję obwodu mocy na niewielkie zmiany częstotliwości (rys. 4) wynoszące  $\pm 10$  mHz a następnie  $\pm 5$

mHz (przy nastawach układu regulacji pierwotnej: nieczułość 0 mHz, statyzm  $s = 4\%$ ). Próba czułości układu regulacji wypadła pozytywnie, zmiany mocy były zgodne z nastawami układu regulacji pierwotnej.

W dalszej części badań zarejestrowano zmianę mocy wywołaną zmianą częstotliwości o  $\pm 100$  mHz przy statyzmie  $s = 4\%$ . Przedstawia to rys. 5. Początkowa zmiana wyniosła 100 mHz (z poziomu odniesienia 50,00 Hz). Moc zwiększyła się o 6 MW (z poziomu 109 MW na 115 MW). Po powrocie częstotliwości do wartości 50,00 Hz moc czynna zmieniła się z poziomu 115 na 109 MW.

Następnie wymuszono zmianę częstotliwości o +100 mHz. W odpowiedzi moc zmieniła się z poziomu 109 MW do wartości 103 MW. Powrót częstotliwości do wartości 50,00 Hz wywołał zmianę mocy do wartości wyjściowej 109 MW. Preregulowanie mocy czynnej nie przekraczało 0,8 MW (wartość dopuszczalna wynosi 1,2 MW). Dynamika zmian mocy była prawidłowa, stan ustalony osiągnięty został w czasie krótszym niż 30 s.

Na przebiegach Yh i pi widać wyraźnie działanie regulatora typu PI. Ciśnienie oleju impulsowego nadąża za sygnałem nastawczym.

W próbie przedstawionej na rys. 6 powtórzono próbę przedstawioną na rys. 5, jednak po uprzednim wprowadzeniu w regulatorze głównym członu różniczkującego. Preregulowania mocy czynnej też nie przekraczały 0,8 MW. Dynamika zmian mocy była prawidłowa. Zauważalne są nieco mniejsze przeregulowania niż w poprzedniej próbie, bez członu różniczkującego.

Wszystkie pozostałe próby wykonano z włączonym członem różniczkującym.

Na przebiegach Yh i pi widać poprawne działanie regulatora: ciśnienie oleju impulsowego nadąża za sygnałem nastawczym.

Na rys. 7 i 8 został wykonany test współdziałania regulacji pierwotnej i wtórnej na dwóch poziomach zmian mocy sygnału Y1 (rys. 7: 105, 118 MW, rys. 8: 115, 103 MW). W czasie zmian mocy wywołanych sygnałem Y1 załączona została regulacja pierwotna (skok w dół lub w górę o 6 MW). Warunki dynamiczne przejmania regulacji pierwotnej zostały spełnione (czas osiągnięcia stanu ustalonego był krótszy od wymaganej wartości 30 s). Regulacja wtórna działała poprawnie (nadążanie mocy rzeczywistej za mocą zadaną).

Wykresy na rys. 9 i 10 przedstawiają cały zakres zmian regulacji wtórnej na dwóch poziomach mocy bazowej 109 i 111 MW. Każdy z testów kończył się szybką zmianą mocy wymuszoną sygnałem interwencyjnym. Zadany zakres zmiany mocy generowanej został zrealizowany.

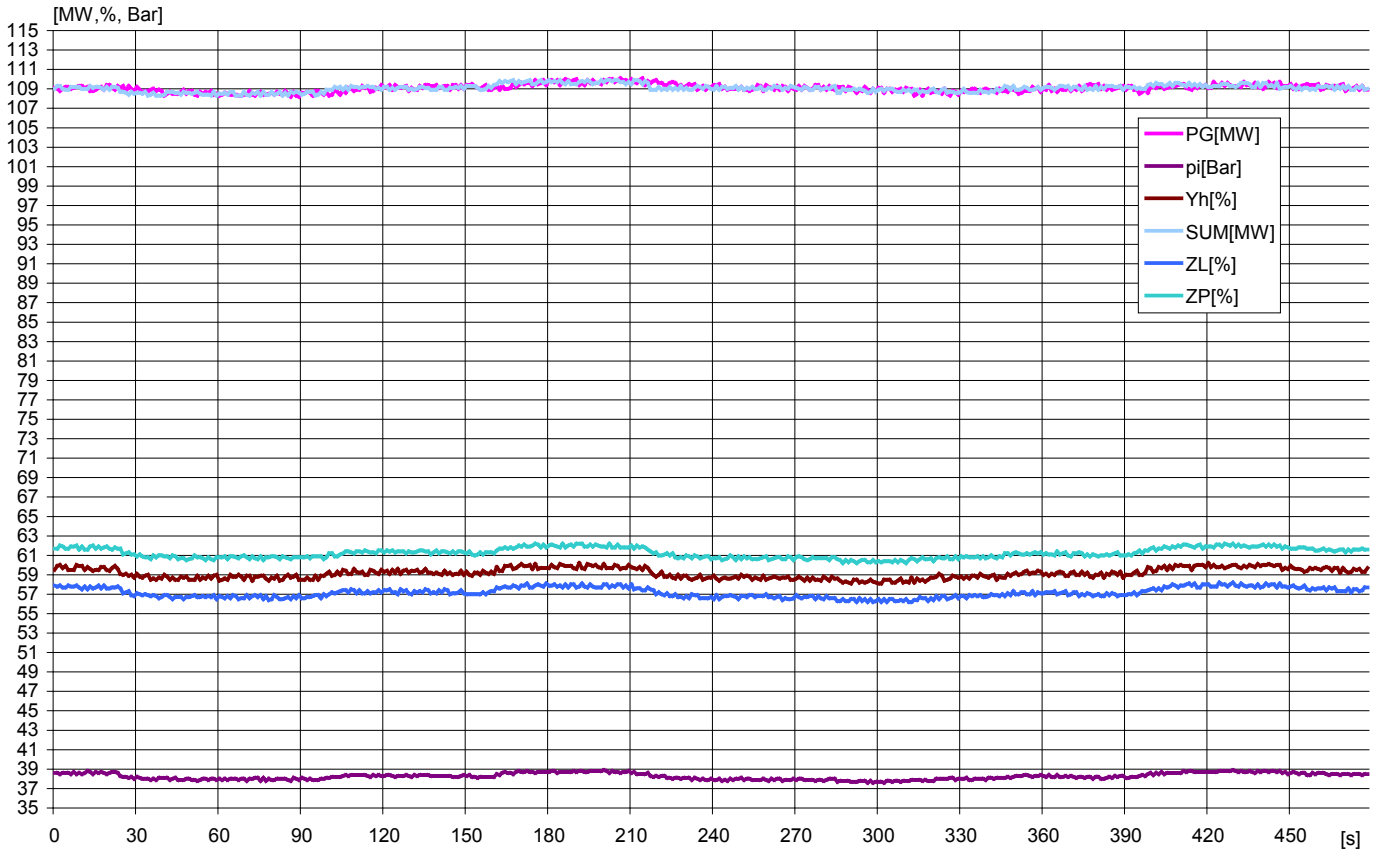
Czas osiągnięcia mocy zadanej po skoku interwencyjnym mieści się w granicy 30 s. Maksymalne przeregulowanie to ok. 1 MW.

Program regulatora musi zapewniać ograniczenia dolne i górne dla pasma regulacyjnego: test sprawdzający te procedury programowe przedstawiono na rys. 11 i 12.

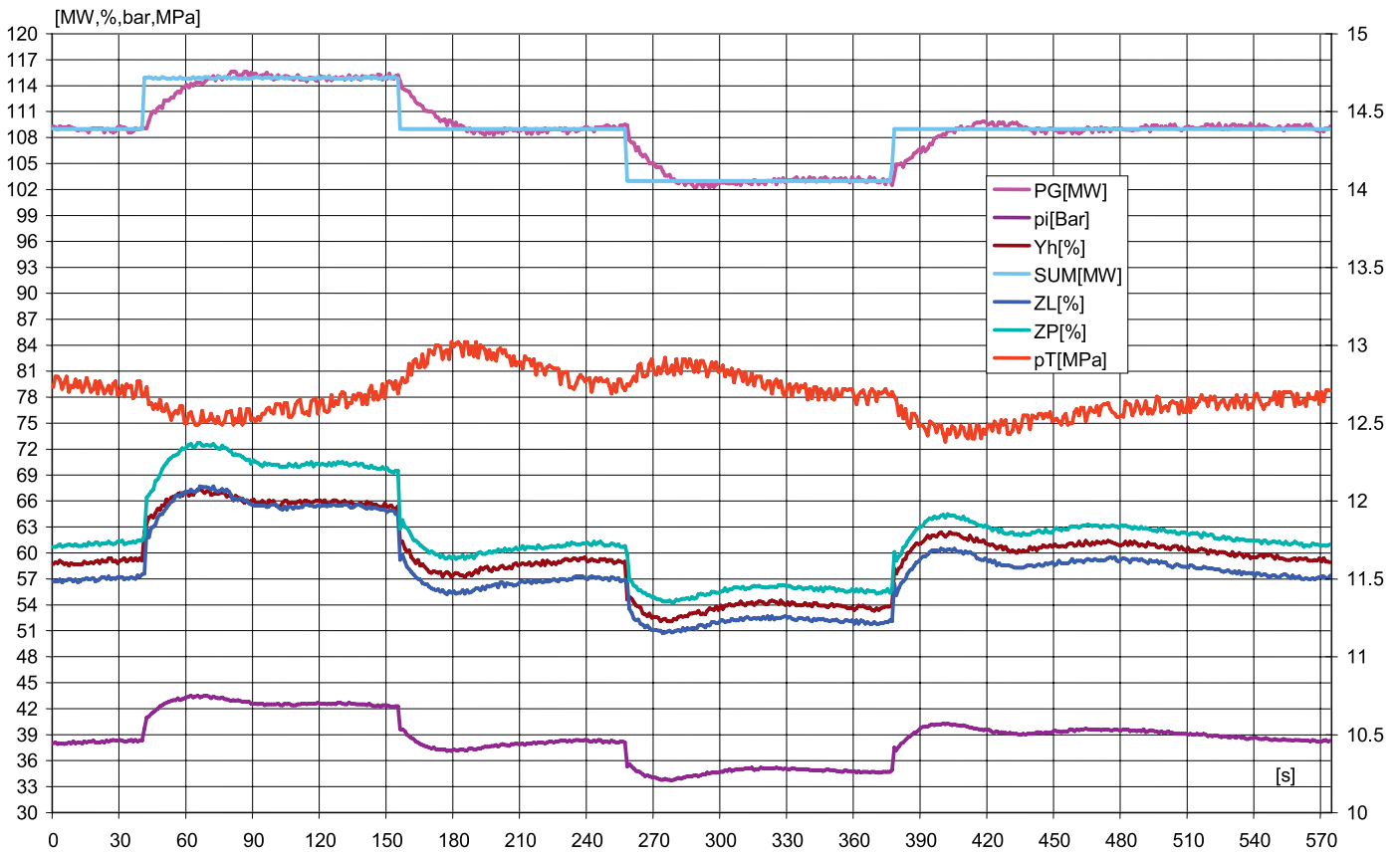
Celem próby było zbadanie działania ograniczenia górnego mocy generowanej (rys. 11). Moc zadana po skoku od regulacji pierwotnej uzyskała wartość 124 MW, natomiast moc generowana przez blok osiągnęła wartość 120 MW. Ograniczenie górne mocy pracuje więc prawidłowo. Czasy dojścia do wartości

ustalonej i wartości przeregulowania mocy mieściły się w granicach dopuszczalnych. Celem drugiej próby było zbadanie działania ograniczenia dolnego mocy generowanej (rys. 12). Moc zadana po skoku od

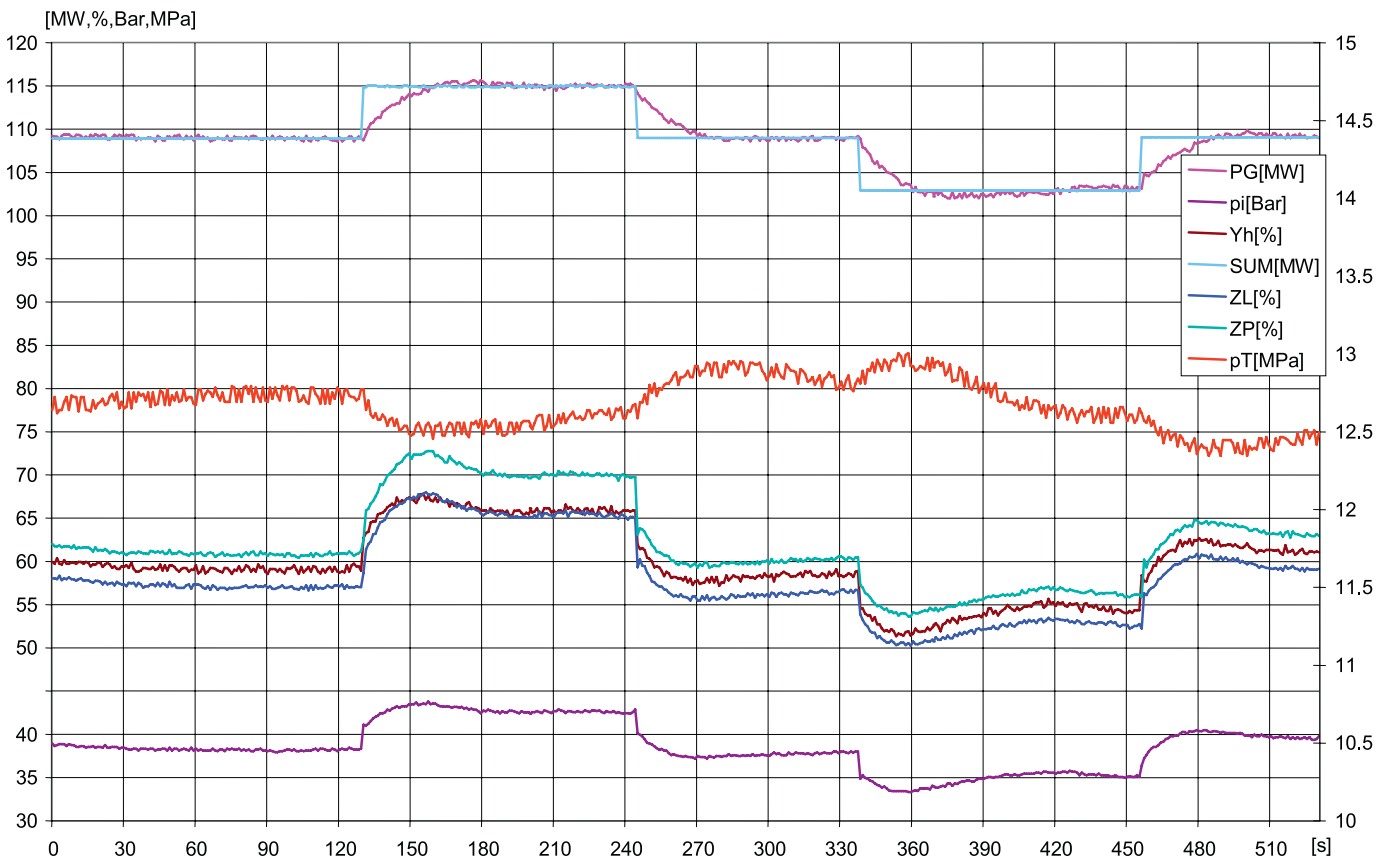
regulacji pierwotnej uzyskała wartość 94 MW, natomiast moc generowana przez blok osiągnęła wartość 96 MW. Ograniczenie dolne mocy pracuje więc prawidłowo.



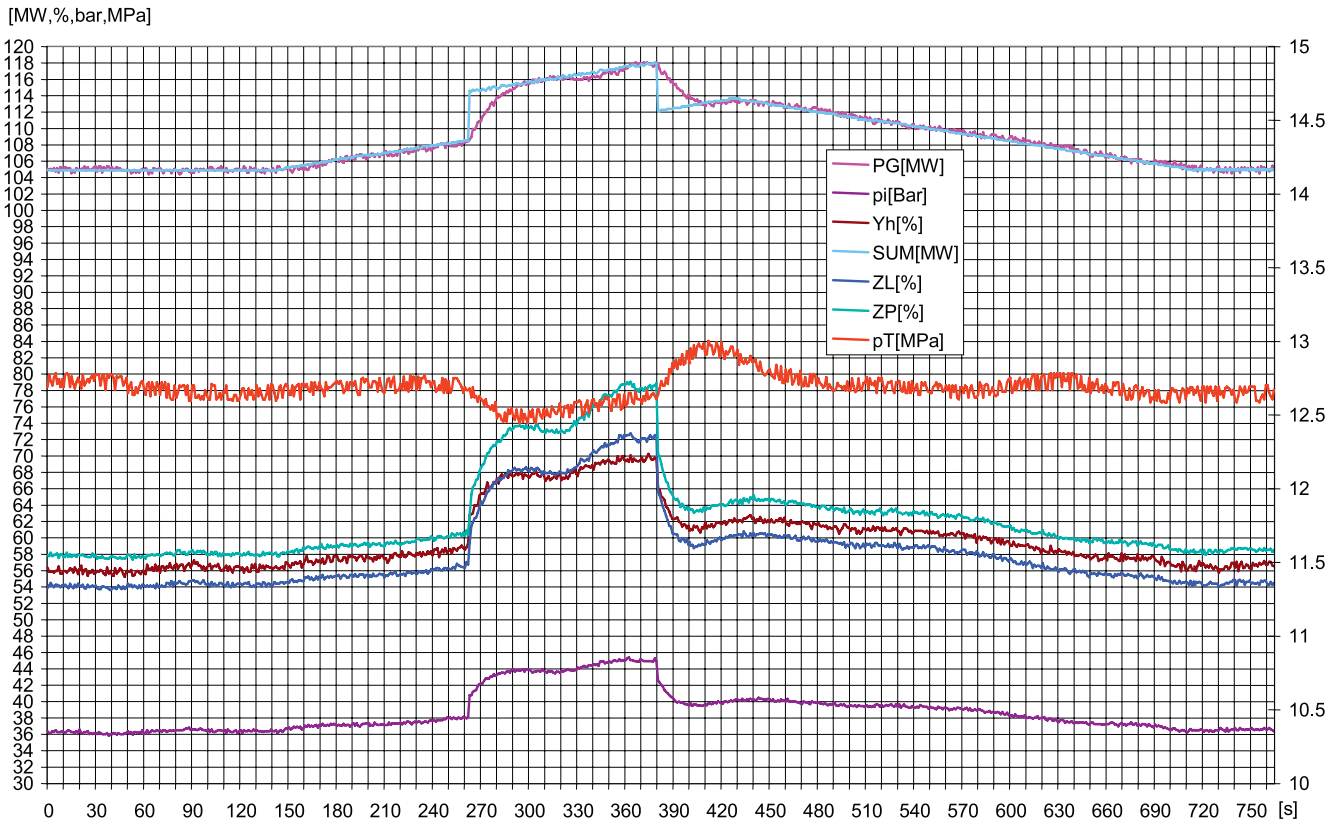
Rys. 4. Sprawdzenie reakcji regulatora na niewielkie zmiany częstotliwości [5]



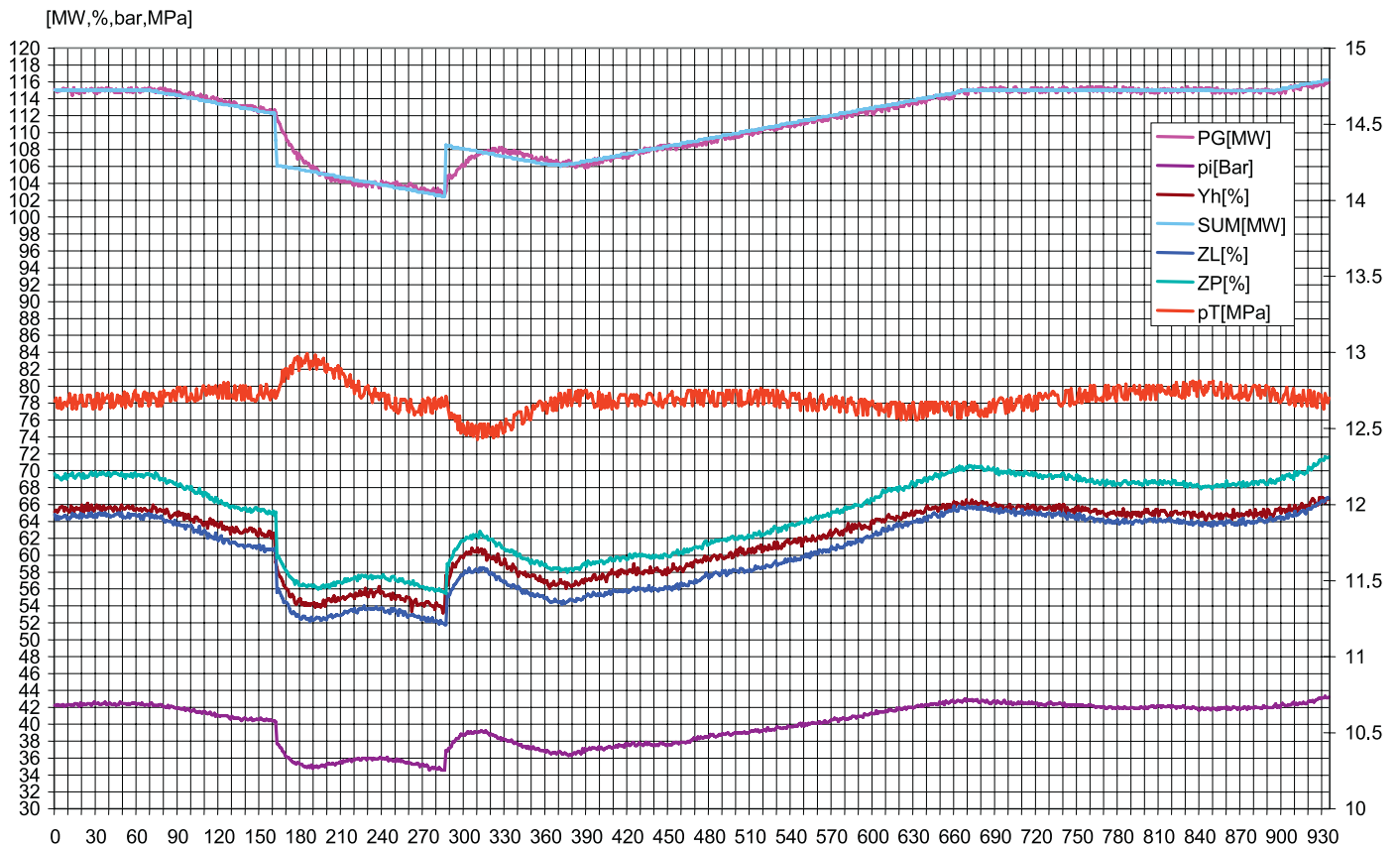
Rys. 5. Zmiana mocy wywołana regulacją pierwotną [5]



Rys. 6. Zmiana mocy wywołana regulacją pierwotną (z członem różniczkującym) [5]

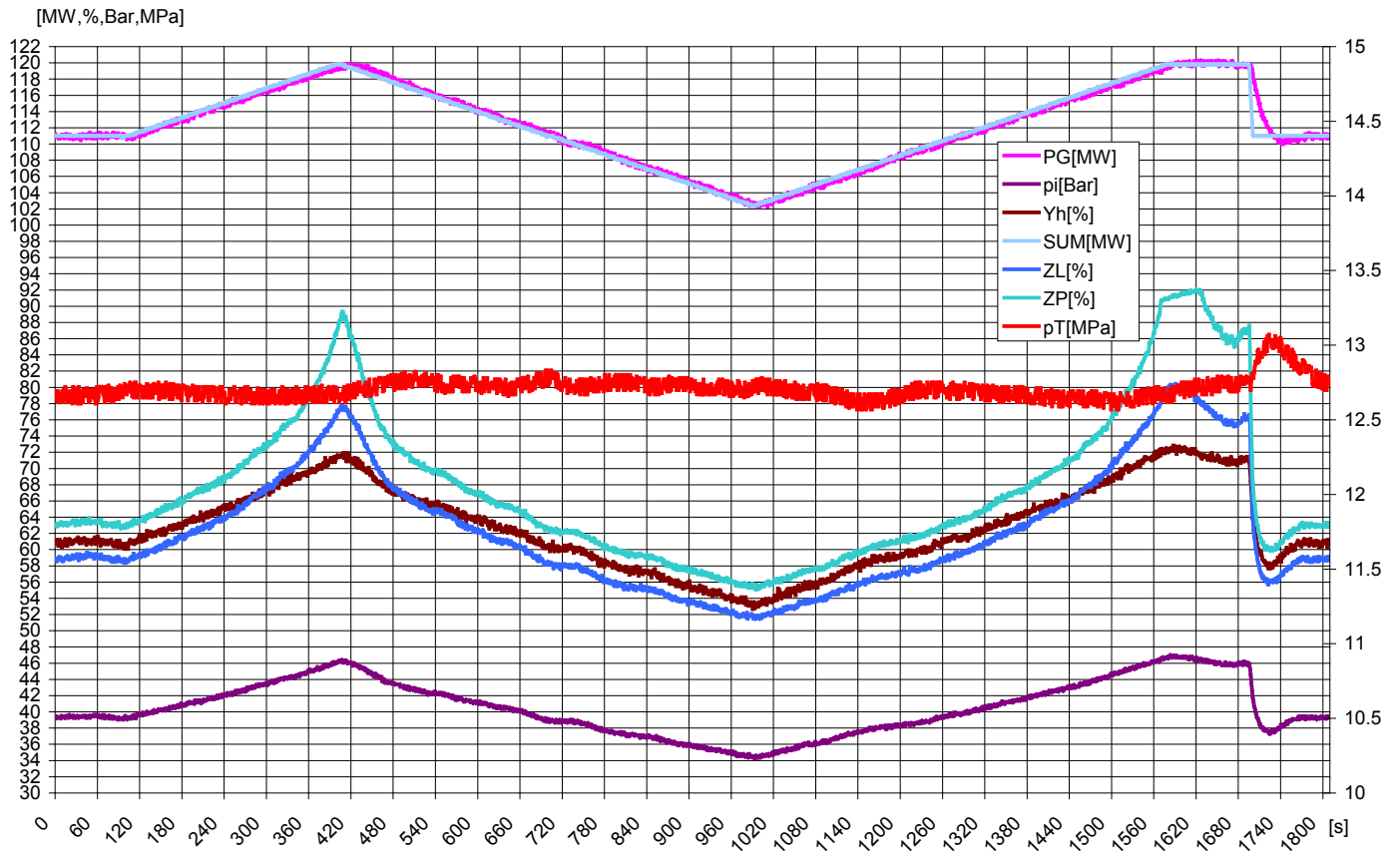


Rys. 7. Współdziałanie regulacji wtórnej i pierwotnej w zakresie mocy 105–118 MW [5]

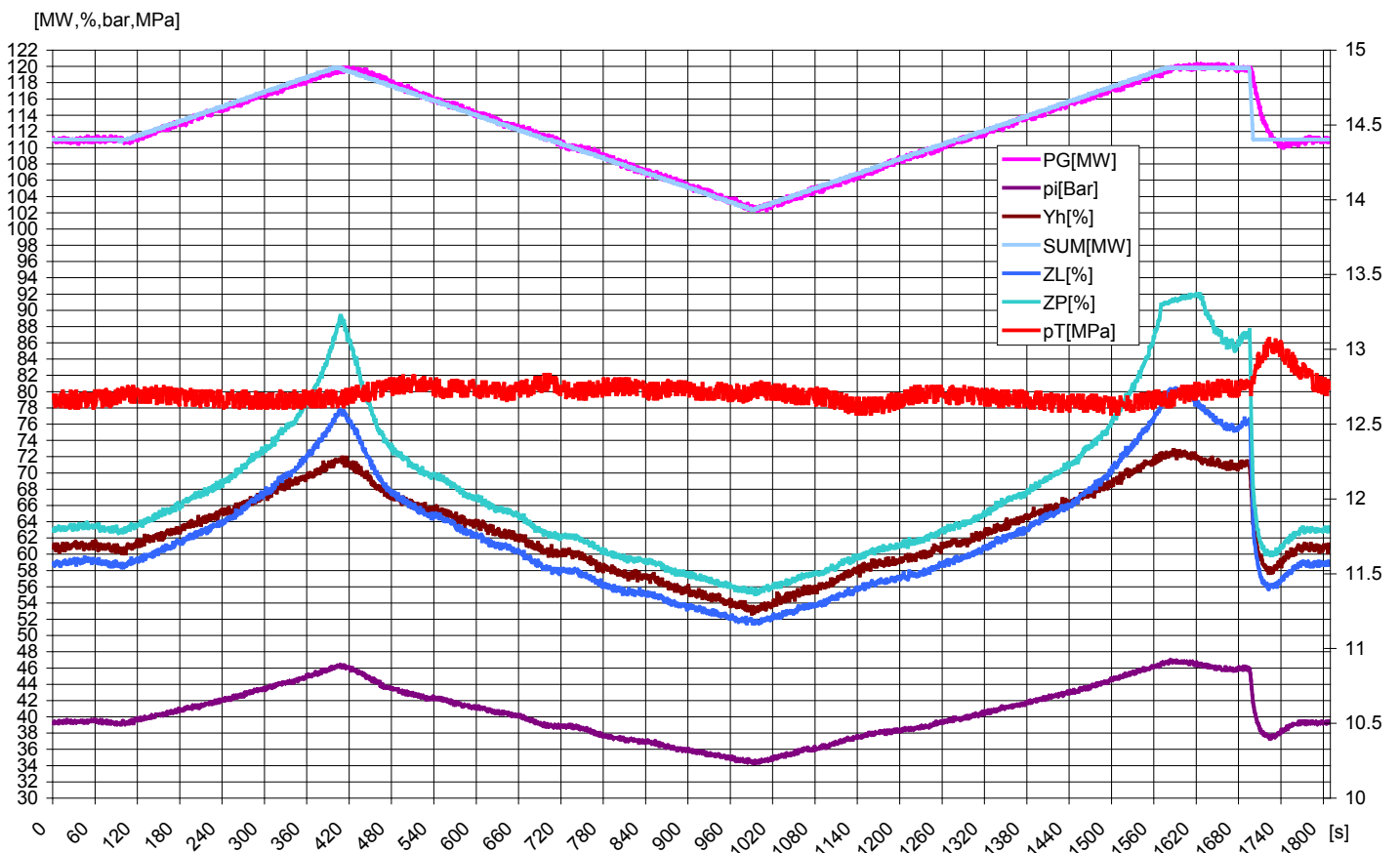


Rys. 8. Współdziałanie regulacji wtórnej i pierwotnej w zakresie mocy 115–103 MW [5]

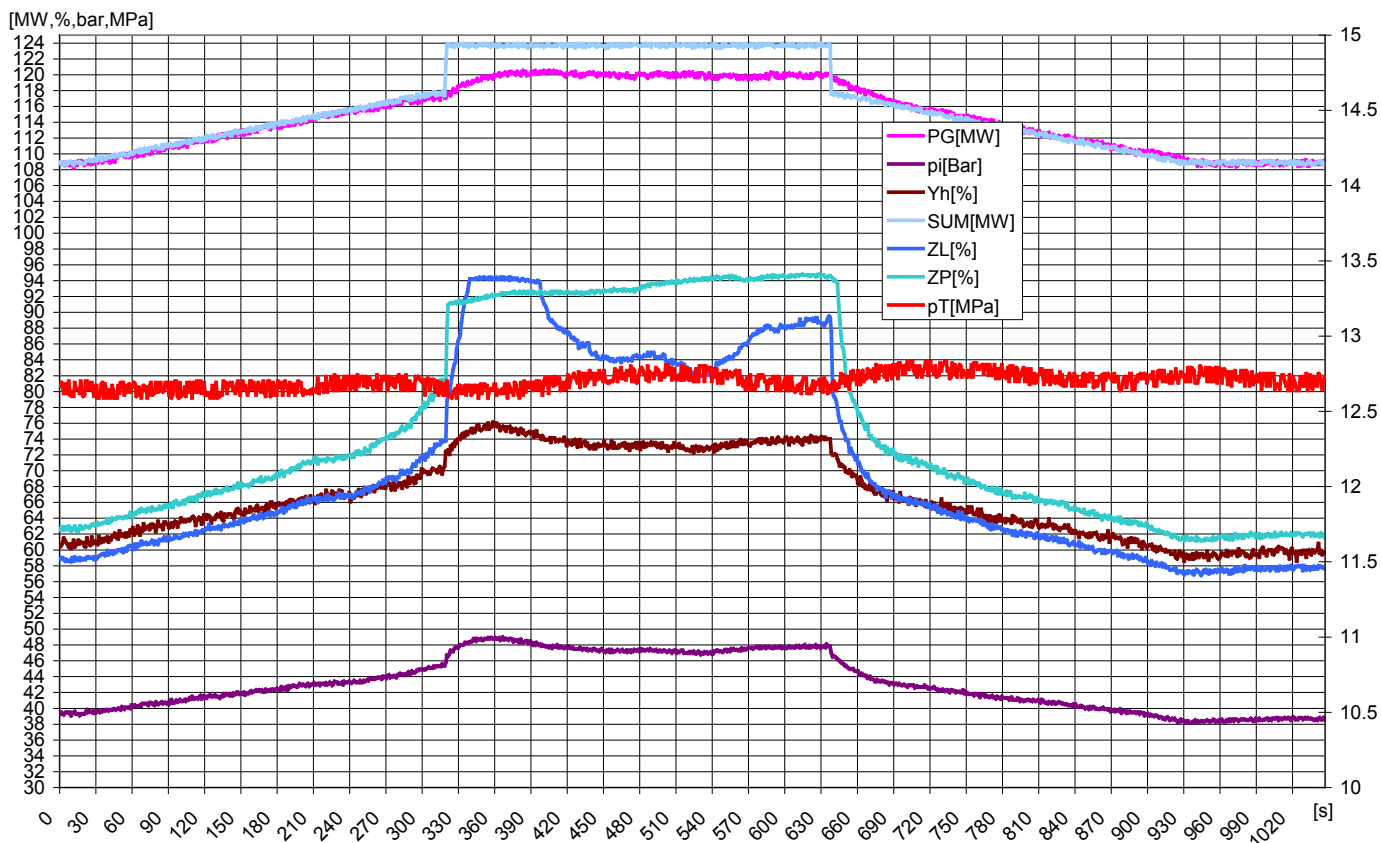




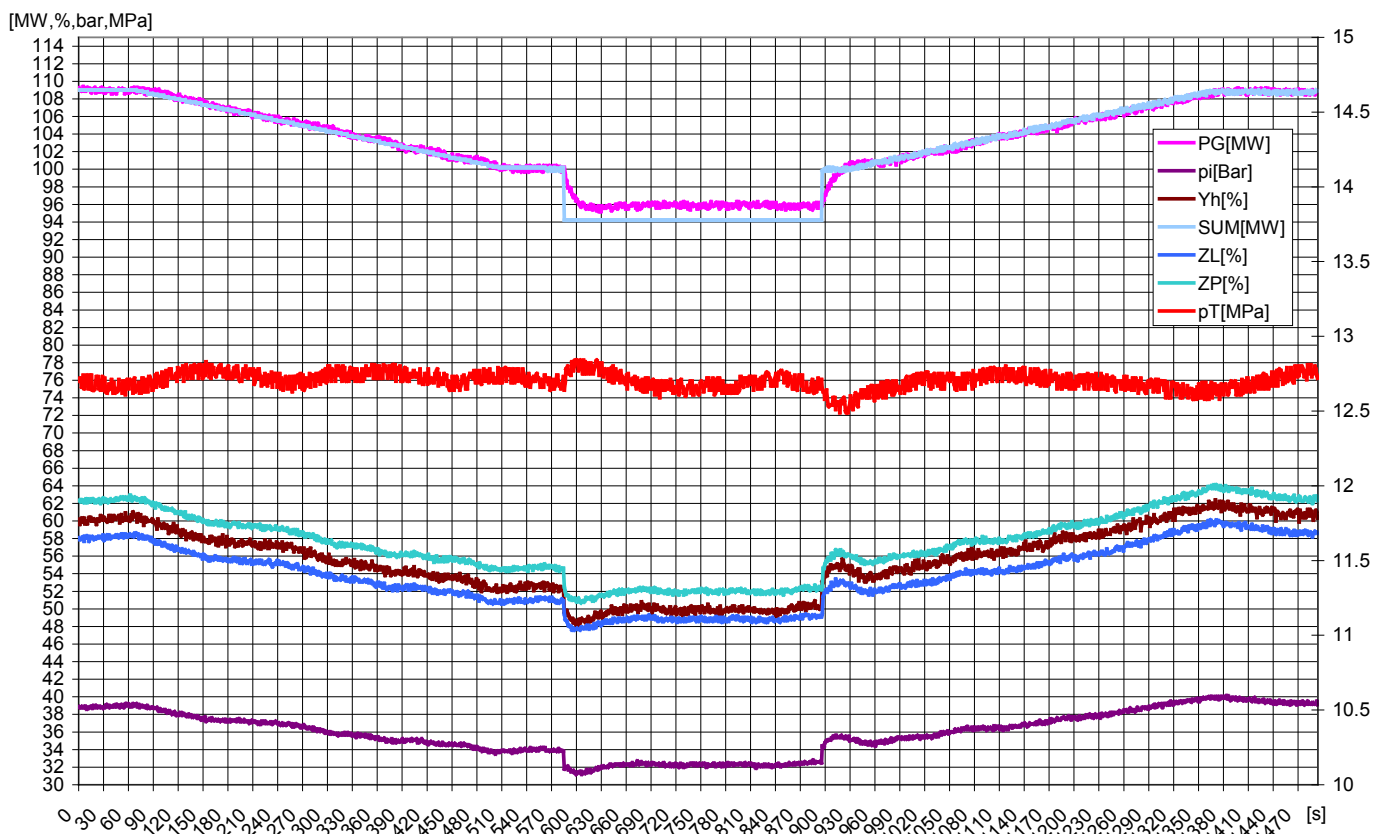
Rys. 9. Zmiana mocy 111 MW→120 MW→102 MW→120 MW wywołana regulacją wtórną oraz skok mocy interwencyjnej 120→111 MW [5]



Rys. 10. Zmiana mocy 109 MW→100 MW→118 MW→100 MW wywołana regulacją wtórną oraz skok mocy interwencyjnej 100→109 MW [5]



Rys. 11. Zmiana mocy zadanej w zakresie 109 MW→118 MW wywołana regulacją wtórną oraz skok od regulacji pierwotnej 118→124 MW i powrót regulacją pierwotną 124→118 MW, dalej regulacją wtórną 118→109 MW [5]



Rys. 12. Zmiana mocy zadanej w zakresie 109 MW→100 MW wywołana regulacją wtórną oraz skok od regulacji pierwotnej 100→94 MW i powrót regulacją pierwotną 94→100 MW, dalej regulacją wtórną 100→109 MW [5]

## 5. Regulator centralny LFC

W polskim systemie elektroenergetycznym wdrażany jest obecnie nowy regulator centralny LFC (ang. load frequency control), wykorzystywany w automatycznej regulacji częstotliwości i mocy wymiany. Wymagania stawiane regulatorom JWCD w zakresie współpracy z regulatorem centralnym są wspólne dla wszystkich jednostek biorących udział w regulacji systemu elektroenergetycznego i zostały przygotowane tak, aby ich realizacji mógł się podjąć dowolny wykonawca, korzystając z jak najbardziej standardowych metod. Jednocześnie rozwiązania zaproponowane w budowie regulatora centralnego LFC są na tyle uniwersalne i dostosowane do ogólnego poziomu rozwiązań technicznych, aby zapewnić wymaganą funkcjonalność i nie generować nadmiernych kosztów implementacji interfejsu do systemu LFC. Należy podkreślić, że wdrożenie LFC powinno zostać wykonane w taki sposób, aby zapewnić (np. w przypadku awarii LFC) możliwość przełączenia na poprzedni system ARCM, wykorzystując sygnał regulacyjny Y1 [4].

Przez regulację wtórną rozumiemy działania polegające na aktywowaniu mocy na wybranych blokach w ciągu kilku minut, powodując sprowadzenie częstotliwości oraz mocy wymiany międzysystemowej do określonych wartości poprzedzających zakłócenie równowagi, z równoczesnym odbudowaniem możliwości regulacji pierwotnej. Realizacja regulacji wtórnej odbywa się poprzez centralne sterowanie z systemu regulatora centralnego. Celem działania systemu regulacji wtórnej jest utrzymanie uchybu obszarowego w pobliżu zera [4].

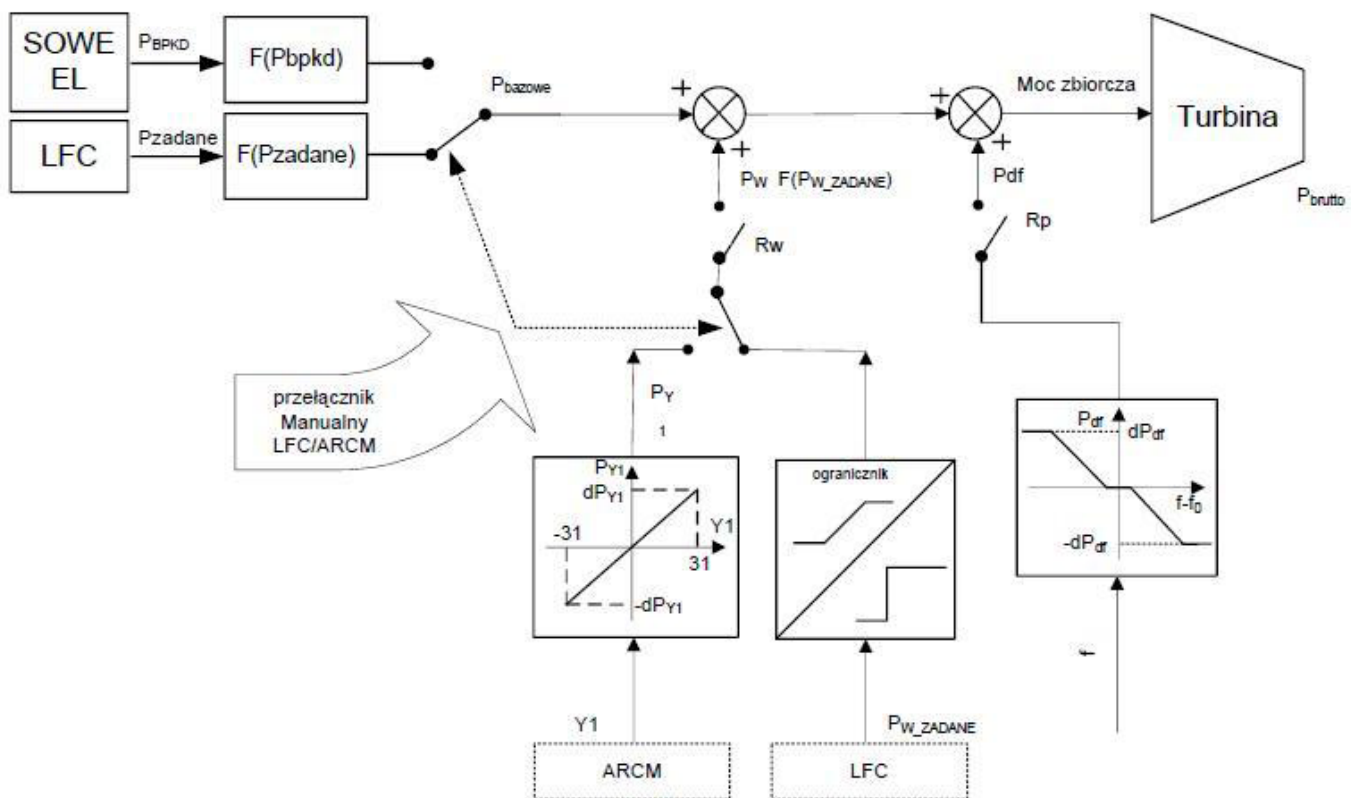
## 6. Sposób wymiany danych z regulatorem centralnym LFC

Wymiana danych pomiędzy OSP i JWCD odbywać się będzie dwukierunkowo na bazie dwóch niezależnych dróg transmisyjnych w każdej z relacji [4].

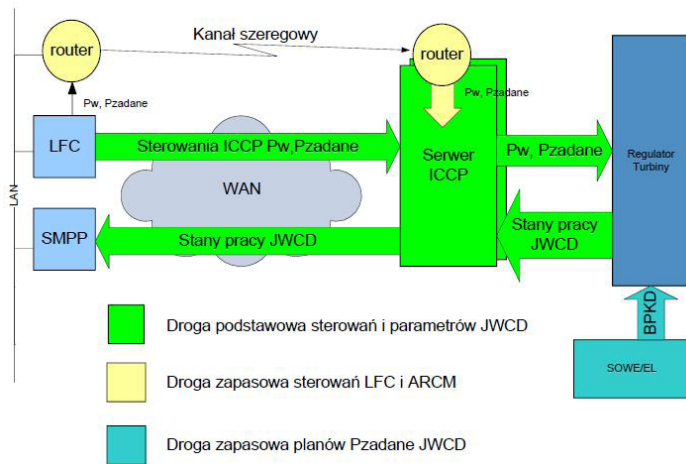
Schemat ogólny powiązań komunikacyjnych wykorzystywanych w systemie LFC przedstawiono na rys. 13. Zadawanie sygnałów regulacyjnych oraz wysyłanie planów odbywać się będzie przy wykorzystaniu protokołu ICCP, opartego na warstwie MMS oraz na transporcie TCP/IP, zgodnie z normami: IEC 60870-6-503, IEC 60870-6-802, IEC 60870-6-702, ISO/IEC 9506 [4].

Polecenia sterujące systemu LFC przesyłane będą do JWCD w dwojaki sposób:

- jako polecenia regulacyjne, komendy protokołu ICCP Pw\_zadane – bieżąca moc zadana w paśmie regulacji wtórnej [MW] (odpowiednik sygnału Y1) przesyłana będzie jako liczba rzeczywista w postaci sterowania o nazwie Pw\_cmd. SRw\_cmd, SRp\_cmd – zadane stany regulacji wtórnej i pierwotnej.
- jako plan generacji bazowej (Pz\_1-Pz\_100) (JWCD\_Pz\_1-100) – moc zadana bloku (odpowiednik BPP), obecnie przesyłana w planie BPKD [MW], przesyłana będzie jako zbiór wartości przyporządkowanych do czasu, reprezentujących plan mocy bazowych na kolejne okresy planowania i prowadzenia ruchu.



Rys. 14. Sygnały sterujące w regulatorze turbiny [4]



Rys. 13. Schemat ogólny powiązań komunikacyjnych w zakresie regulacji wtórnej [4]

Polecenia te wysyłane będą do jednostek jako liczby wyrażające wartość zadaną mocy w [MW] bądź w przypadku poleceń SRw\_cmd i SRp\_cmd jako stany zał/wył. Reakcja bloku energetycznego na polecenia Pw\_zadane i Pzadane powinna być natychmiastowa. Pw\_zadane powinno być niezwłocznie wprowadzone w tor regulacji wtórnej i wykonane z zachowaniem ograniczenia maksymalnej szybkości zmian i zakresu wartości. Wielkość aktualnie realizowana przez JWCD, po uwzględnieniu ogranicznika szybkości zmian i zakresu, oznaczana będzie jako Pw, jak na rys. 14. W przypadku pracy bloku z wyłączoną regulacją wtórną i pierwotną reakcja na zmianę mocy bazowej powinna być zgodna z przyjętym gradientem w ograniczniku szybkości obciążania (OSO na rys. 3). Polecenia włączenia/wyłączenia regulacji przesyłane będą na bieżąco z systemu LFC na podstawie planu BPKD. Operator systemu przesyłowego będzie miał możliwość ich zmiany w zależności od bieżącego stanu systemu elektroenergetycznego. Bloki energetyczne biorące udział w regulacji systemu powinny niezwłocznie, automatycznie reagować na polecenia z systemu LFC w postaci sterowań SRw\_cmd i SRp\_cmd, co oznacza, że sterowania te powinny być kierowane do układów automatyki blokowej. Jeśli JWCD nie jest zdolna do załączenia z przyczyn technologicznych lub ruchowych, to powinna niezwłocznie zgłosić ten stan poprzez system SOWE, zgodnie z obowiązującymi zasadami zgłaszania niesprawności układów regulacji.

Na rys. 14 przedstawiono schemat modelu układów wejściowych regulatora turbiny JWCD.

Sygnaly regulacyjne przesyłane do JWCD muszą podlegać kontroli po stronie JWCD tak, aby wyeliminować możliwość przyjęcia niewłaściwego sterowania. Przyjmuje się, że dla sygnału Pw\_zadane, przesyłanego do JWCD w postaci wartości rzeczywistej, nastąpi kontrola [4]: wartość sterowania Pw\_zadane musi mieścić się w przedziale  $\langle Pw_{max\_red}; Pw_{max\_nab} \rangle$  ( $Pw_{max\_red}$  – zakres regulacji wtórnej przy redukcji mocy,  $Pw_{max\_nab}$  – zakres regulacji wtórnej przy naborze mocy). Sygnaly poza zakresem powinny być ignorowane, a informacja o otrzymaniu nieprawidłowej wartości powinna być przekazana OSP, zgodnie z procedurami ruchowymi. Reakcja na Pw\_zadane w postaci składnika regulacyjnego Pw wprowadzonego na wejście regulatora

turbiny powinna być realizowana w postaci liniowej zmiany wartości Pw z szybkością zadeklarowaną przez JWCD. Zakłada się, iż w stanie normalnej pracy wartości kolejnych skoków Pw\_zadane mieścić się będą w granicach poniżej 1 MW (ok. 0,1–0,2 MW). Przyjmuje się, że w przypadku utraty łączności pomiędzy serwerami komunikacyjnymi elektrowni i LFC JWCD będzie realizować ostatnie poprawnie pozyskane polecenie regulacyjne Pw\_zadane aż do momentu odzyskania komunikacji i otrzymania kolejnego poprawnego sterowania [4].

## 7. Sygnaly przesyłane do systemu lfc

Przyjmuje się, że z JWCD pobierane byłyby następujące dane:

**Pbrutto** – moc wyjściowa brutto bloku [MW]

**Pzadane** – moc zadana faktycznie przesłana na blok do układu regulacji mocy jako bazowa. Typowo będzie to wartość przesłana przez LFC w postaci fragmentu planu BPKD, ale może to być także wartość wprowadzona manualnie przez operatora bloku [MW]

**Pbazowe** – moc bazowa bloku [MW]. Moc zadana dla regulatora po OSO

**PdF** – składnik mocy zadanej bloku wynikający z działania regulacji pierwotnej [MW]

**Pw** – składnik mocy zadanej bloku wynikający z działania regulacji wtórnej [MW]. Jest to bieżąca wartość mocy w torze regulacji wtórnej

**Pw\_zadane** – moc zadana bloku w paśmie regulacji wtórnej przesłana przez OSP z systemu LFC w postaci komendy Pw\_cmd [MW]

**Rp** – stan pracy regulacji pierwotnej [zał/wył]. W stanie „zał” statyzm i strefa martwa powinna być ustawiona na poziomie uzgodnionym z OSP

**Rw** – stan pracy regulacji wtórnej [zał/wył]

**Y1** – wartość sygnału Y1 odbierana w elektrowni jako liczba z przedziału  $\langle -31,31 \rangle$

**Pzbiorcze** – moc zbiorcza zadana bloku, wartość sumaryczna wszystkich składników mocy zadanej na wejściu regulatora bloku [MW]

**Tpbl** – tryb pracy bloku

**Obroty** – prędkość obrotowa bloku [Obr./min].

Zmienne Pbrutto, Pbazowe, Pzbiorcze, PdF, Pw, Pw\_zadane i Obroty przesyłane będą cyklicznie w cyklu 1 s. Pozostałe w trybie RBE (ang. report by exception), z cyklem skanowania zdarzeń co 1 s. Oznacza to, że transmitowane będą jedynie wartości, które ulegają zmianie oraz dodatkowo wszystkie wielkości cyklicznie po upływie określonego czasu (ang. integrity timeout) zostanie on nastawiony w zakresie 300–900 s.

Sygnaly Tpbl i Obroty powinny zostać zaimplementowane w taki sposób, aby były wypracowywane automatycznie i jednoznacznie z układów automatyki blokowej. Sygnaly te nie mogą być wprowadzane ręcznie przez operatora bloku.

## 8. Podsumowanie

zaprojektowane i wykonane w Oddziale Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki mikroprocesorowe regulatory mocy, wdrożone w polskiej energetyce, umożliwiają spełnienie wymagań narzuconych na JWCD.

W celu powiązania pracy tych regulatorów z wdrażanym obecnie systemem LFC należy wykonać pewne prace adaptacyjne (m.in. prace montażowe w szafie regulatora oraz prace programistyczne, wprowadzenie dodatkowych procedur do programu, zmiana interfejsu użytkownika). W szczególności należy:

- oprogramować dwa dodatkowe sterowniki dla portu Ethernet, aby układ działał redundancyjnie już na poziomie komunikacji
- zakupić przemysłowy Switch Ethernet
- utworzyć redundantne łącze komunikacyjne przesyłania danych wg protokołu Modbus TCP/IP
- dostosować program regulatora, aby spełniał założenia układu przedstawionego na rys. 14, należy pamiętać o zachowaniu starego układu i zapewnieniu odpowiedniej diagnostyki i redundancji
- zmienić ekrany wizualizacji regulatorów
- zmienić dokumentację i instrukcję obsługi regulatora
- wykonać próby odbiorcze.

Prace takie zostaną przeprowadzone w najbliższym czasie przez OTC IE w jednej z polskich elektrowni.

## BIBLIOGRAFIA

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa 2007, s. 382.
2. Pawlik M., Strzelczyk F., Elektrownie Warszawa, 2009, s. 634.
3. Karczewski J. i in., Assessment of availability of the Power unit participating in the regulation of electrical power system, *Archiwum Energetyki* 2010, tom XL, nr 1, s. 89–103.
4. Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC PSE – Operator, wersja 2 Konstancin-Jeziorna, 04.08.2011.
5. Karczewski J. i in., Raport z badań przeprowadzonych 1 czerwca 2012 na bloku nr 1 w EL. Adamów, ITC 2012.

### Mariusz Pawlak

dr inż.

Instytut Energetyki Oddział Techniki Ciepłej ITC w Łodzi

e-mail: mariusz.pawlak@itc.edu.pl

Adiunkt w Oddziale Techniki Ciepłej ITC w Łodzi, Instytutu Energetyki. Specjalista od spraw regulacji turbin. Jego zainteresowania związane są z zastosowaniem technik cyfrowych w sterowaniu, diagnostyce i pomiarach przede wszystkim w energetyce. Zagadnienia, którymi zajmuje się w pracy zawodowej, są również tematy związane z jego działalnością w Stowarzyszeniu Elektryków Polskich. Członek Komitetu Automatyki Elektroenergetycznej Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Współautor i autor 2 patentów i 60 publikacji.

### Jacek Karczewski

dr inż.

Instytut Energetyki Oddział Techniki Ciepłej ITC w Łodzi

e-mail: jacek.karczewski@itc.edu.pl

Pracuje na stanowisku adiunkta, dyrektora ITC. Autor ponad 50 artykułów, 40 referatów, 2 patentów, 4 projektów badawczych lub celowych, ponad 100 opracowań wewnętrznych ITC. Główne obszary zainteresowań naukowych to: automatyka w energetyce (regulacja turbin), przystosowywanie turbin kondensacyjnych do pracy skojarzonej, dostosowanie polskiego systemu elektroenergetycznego do wymagań UE, badania i pomiary w energetyce, energetyczne wykorzystanie biomasy, efektywność energetyczna. Członek rad naukowych Instytutu Techniki Ciepłej i Instytutu Energetyki. Członek Komitetu Automatyki Elektroenergetycznej SEP.



## The New Structure of Governor Electrohydraulic Power Which Meets the Requirements of the Implemented LFC-System

### Authors

Mariusz Pawlak  
Jacek Karczewski

### Keywords

turbine, control system, power unit

### Abstract

The construction and operation of an control system of a power unit turboset has been described. The controllers use the BPP signal from ARCM system. Such an installation has been made on power blocks in Power Plant. The control system functions, principle of operation, his structure, software and investigations results have been presented. The new LFC – system (Load Frequency Control) has been described in this paper. The benefits for energy-producer have been mentioned. Increasing complexity of the control systems of steam turbines, has called for the development of diagnostic methods and measures.

# Szybkie zaworowanie turbin parowych dużych bloków jako środek zwiększenia bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego

## Autorzy

Bogdan Sobczak  
Robert Rink  
Rafał Kuczyński  
Robert Trębski

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

## Słowa kluczowe

szybkie zaworowanie, *fast-valving*

## Streszczenie

Autorzy przedstawili w artykule zasady działania szybkiego zaworowania (ang. *fast-valving*) i korzyści stosowania tej techniki we współczesnych systemach elektroenergetycznych. Omówione zostały modelowe badania skuteczności FV w warunkach KSE oraz analiza możliwości wprowadzenia FV na bloku 560 MW elektrowni Kozienice, wykonane w ramach I etapu pracy IASE Wrocław i Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, której przedmiotem jest analiza możliwości zastosowania FV w pracujących w KSE i planowanych do przyłączenia dużych blokach konwencjonalnych.

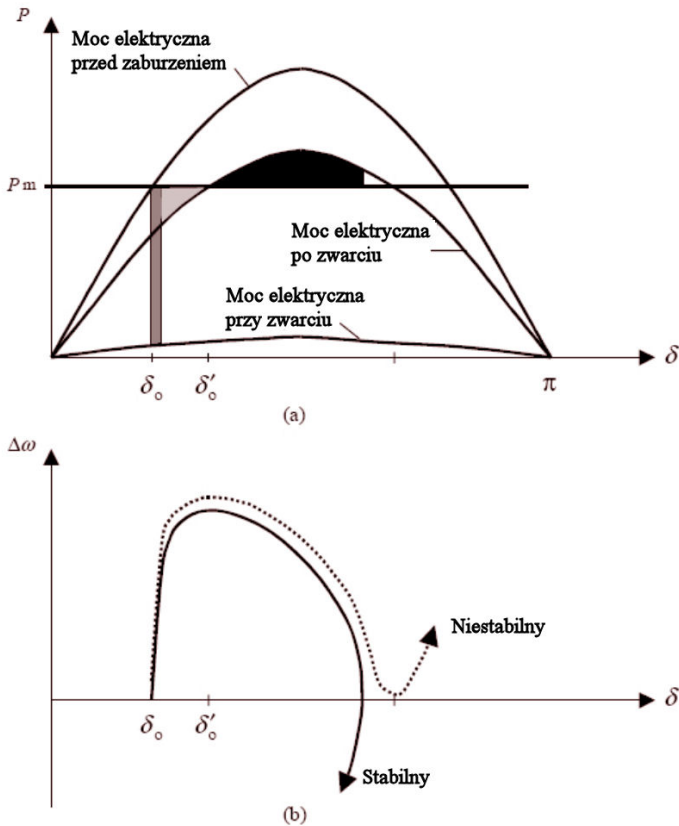
## 1. Wprowadzenie

Zwiększanie nasycenia systemów elektroenergetycznych (SEE) generacją wiatrową i słoneczną, wzrost mocy znamionowej przyłączanych dużych konwencjonalnych i jądrowych jednostek wytwórczych oraz opóźnienia w budowie nowych linii przesyłowych podnoszą znaczenie odporności dużych jednostek wytwórczych na zakłócenia systemowe. Strata nawet jednej dużej jednostki zwiększa koszty, utrudnia prowadzenie ruchu i może zagrażać bezpieczeństwu systemu. W takiej sytuacji naturalny jest powrót tematu wyposażania turbin parowych dużych bloków w szybkie zaworowanie (ang. *fast-valving*, FV), które poprzez szybką redukcję mocy turbiny, a następnie kontrolowaną odbudowę zwiększa stabilność kątową generatora i umożliwia utrzymanie jednostki w sieci podczas zakłóceń. Bez tego rozwiązania zakłócenia mogą spowodować wyłączenie jednostki.

Zakłócenia w sieci, najczęściej zwarcia, skutkujące nagłym zmniejszeniem obciążenia generatora synchronicznego mocą elektryczną, powodują wystąpienie nadwyżki mocy mechanicznej

napędzającej generator względem hamującej mocy elektrycznej. Wirnik generatora wówczas przyspiesza, jeżeli nierównowaga mocy jest duża i trwa dostatecznie długo, może dojść do poślizgu biegunów (utrata synchronizmu), a w rezultacie do awaryjnego wyłączenia generatora. Utrata synchronizmu generatorów jest także określana jako utrata stabilności kątowej generatorów po dużych zakłóceniach.

Stabilność kątową generatora ilustruje się za pomocą kryterium równych pól, metody bezpośredniej oceny stabilności, wykorzystującej zasadę zachowania energii. Zachowanie stabilności generatora po zwarcu (utrzymanie synchronizmu) zależy od relacji między energią kinetyczną, uzyskaną przez wirnik w czasie zwarcia i przez pewien czas po jego usunięciu, gdy jego prędkość obrotowa jeszcze rośnie (obszar szary na rys. 1), a energią potencjalną uzyskiwaną w czasie hamowania wirnika, gdy moc elektryczna jest większa od mocy mechanicznej (obszar czarny). Szybka redukcja mocy mechanicznej  $P_m$  zwiększy obszar odpowiadający hamowaniu, a więc zwiększy także stabilność kątową generatora.



Rys. 1. Graficzna ilustracja kryterium równych pól dla generatora synchronicznego dotkniętego zwarcie

FV jest techniką stosowaną w turbozespołach parowych i jądrowych, zwiększa ona stabilność kątową generatora dla dużych zakłóceń poprzez szybkie i odpowiednio duże zmniejszenie mocy turbiny. Uzyskuje się to poprzez szybkie przyknięcie, a następnie stosunkowo wolne otwarcie zaworów turbiny według zadanego z góry algorytmu. FV oddziałuje na zawory SP (średnioprężne, odpowiadające za ~70% mocy turbiny), a niekiedy także na zawory WP (wysokoprężne, regulacyjne, odpowiadające za pozostałe ~30%). Ponowne otwarcie zaworów może być pełne lub częściowe. W opisanych w literaturze zastosowaniach FV czasy zamykania lokują się w przedziale 80–400 ms, a czasy otwierania 3–10 s.

## 2. Przyczyny zwiększonego zainteresowania techniką FV

Dynamika współczesnych wielkich systemów elektroenergetycznych staje się coraz bardziej złożona. Dotyczy to m.in. systemu kontynentalnej Europy ENTSO-E CE (dawniej UCTE). System ten prawdopodobnie nadal będzie się rozwijał pod względem obszaru i mocy dzięki przyłączaniu kolejnych systemów narodowych (państwa bałtyckie, Mołdawia, a być może także Ukraina). Za coraz większą złożoność dynamiki odpowiada także wzrost udziału odnawialnych źródeł energii przyłączanych do wszystkich poziomów napięć. Rozmiar systemu, zmiany w modelu generacji, zmiany w usługach systemowych i sposobie ich pozyskiwania, coraz większa rola rynku, przesyły bardzo dużych mocy na dalekie odległości powodują pojawienie się nowych zagrożeń dla stabilności kątowej małych i dużych zakłóceń. Operatorzy

systemów europejskich, dostrzegając problem, odnieśli się do niego w dokumencie z 26 czerwca 2012 roku ENTSO-E „Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” [1]. W części określającej wymagania dotyczące generatorów typu D (generatory o największej mocy) stwierdza się, że właściciel jednostki wytwórczej przyłączonej do systemu powinien, o ile taki wymóg określi operator, zapewnić zdolność turbozespołu do pracy w warunkach zwarcia i w tym celu zapewnić zdolność turbozespołu do pracy w trybie FV.

Technika FV jest znana od lat 30. ubiegłego wieku, praktyczne zastosowania datują się od lat 60. Obecnie jest to technika opanowana i stosowana m.in. w elektrowniach jądrowych. Od kilku lat tematyka FV zaczęła pojawiać się znacznie częściej m.in. w artykułach opisujących wpływ dużej generacji wiatrowej na stabilność kątową systemu, np. [2].

Przyczyny, które zdaniem autorów uzasadniają zajęcie się tematem zastosowania FV w KSE, to:

- W KSE przez najbliższe 5–10 lat zostaną przyłączone nowe bloki konwencjonalne. Wśród nich będą duże bloki klasy 1000 MW, budowane w istniejących elektrowniach. Planowana elektrownia jądrowa będzie mieć prawdopodobnie dwa bloki o mocy 1600 MW. W porównaniu z obecną sytuacją nastąpi koncentracja generacji systemowej, co stwarza potencjalne zagrożenie utraty mocy w wyniku bliskiego dużego zakłócenia dużo większej niż jest to obecnie.
- Ze względu na znane i dość powszechne problemy z budową nowych linii przesyłowych rozwój sieci może być opóźniony w stosunku do przyłączenia nowych bloków. W przypadku linii wyprowadzenia mocy z elektrowni oznacza to pogorszenie warunków dla stabilności kątowej generatorów elektrowni.
- Generacja wiatrowa, ze względu na zmienność, nie zawsze uzasadnia budowę/modernizację linii. W zamian coraz częściej, także w sieci przesyłowej, będzie się wykorzystywać zwiększenie zdolności przesyłowych dzięki stosowaniu dynamicznej obciążalności linii. Mocno obciążona sieć przesyłowa tworzy trudniejsze warunki dla stabilności kątowej.
- Rozwój energetyki rozproszonej ogranicza wprowadzenie generacji konwencjonalnej, ale zwiększa znaczenie tej generacji, która aktualnie pracuje i dostarcza niezbędnych usług systemowych i regulacyjnych. W takich warunkach strata dużego bloku, dodatkowo połączona z bardzo prawdopodobnym wyłączeniem części generacji rozproszonej, może stanowić zwiększone zagrożenie dla bezpiecznej pracy systemu. Aktualne zalecenia ENTSO-E, dotyczące zapewnienia odpowiedniego poziomu stabilności kątowej systemów, wynikają w pewnym stopniu właśnie ze wzrastającego nasycenia systemów generacją rozproszoną [2].
- Idea aktualnie stosowanej automatyki ochrony stabilności (APKO) polega na prewencyjnym wyłączeniu bloków w celu dostosowania poziomu generacji elektrowni do warunków sieciowych. Trudno wyobrazić sobie zastosowanie automatyki tego typu dla bloków klasy 1000 MW. Opracowana kilka lat temu koncepcja nowej automatyki systemowej ochrony stabilności kątowej elektrowni zakładała wprowadzenie FV na dużych blokach [4].

- Duży generator po utracie synchronizmu powinien zostać wyłączony przez zabezpieczenia od poślizgu. W przypadku ewentualnego niewyłączenia może dojść do kolejnych poślizgów. Generator, który stracił synchronizm, staje się źródłem silnych oscylacji. W przypadku bardzo dużych jednostek generowane oscylacje mogą powodować błędne, niepożądane zadziałania zabezpieczeń w sieci, a także utratę synchronizmu innych pobliskich generatorów. Dawniej produkowane generatory były projektowane z założeniem odporności na ewentualny poślizg. Nowoczesne konstrukcje zazwyczaj takiej odporności nie mają, w związku z tym poślizg przy dużej mocy może spowodować uszkodzenia generatora i turbiny. Zadziałanie FV, nawet jeżeli nie ochroni generatora przed utratą synchronizmu, to w znaczący sposób zmniejszy szkodliwość wymienionych zjawisk.

### 3. Stabilność kątowna KSE

Stabilność kątowna dużych (SKDZ) i małych zakłóceń (SKMZ)<sup>1</sup> jest jednym z elementów oceny bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Ocena bezpieczeństwa polega na sprawdzeniu, czy dla założonego zakresu warunków pracy systemu spełnione są wymagane kryteria bezpieczeństwa, w tym przypadku kryteria SKDZ i SKMZ. W różnych systemach kryteria te są zazwyczaj różne, co tylko częściowo jest spowodowane przyczynami obiektywnymi, takimi jak np. wielkość systemu, rozwój sieci przesyłowej, powiązania z innymi systemami. Kryteria SKDZ i SKMZ podaje się zazwyczaj w dokumentach typu Grid Code (w KSE jest to „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej” – IRIESP).

W IRIESP, w części dotyczącej niezawodności sieci, występują następujące zapisy, które można potraktować jak kryteria oceny stabilności:

- „Awaryjne wyłączenie jednego elementu (w tym sekcji szyn lub niesekcjowanego systemu szyn) nie może spowodować nietłumionych kołysań generatorów prowadzących do utraty ich stabilności kątownej” (II.A.2.3.6.).
- „Żadne spośród potencjalnie możliwych zwarć w danym układzie pracy sieci zamkniętej, w szczególności zwarć trójfazowych, zlikwidowane po czasie krótszym lub równym 150 ms, nie spowoduje powstania kołysań mocy jednostek wytwórczych prowadzących do utraty ich stabilności kątownej” (II.A.2.3.9.).

Zapisy te trudno jednoznacznie przypisać do SKMZ lub SKDZ i jest to prawdopodobnie słuszne z punktu widzenia stabilności kątownej całego systemu. Większość zakłóceń, które zdarzają się w systemach, to zakłócenia o charakterze przemijającym i lokalnym. Dla blisko położonych generatorów będą to duże zakłócenia, mogące spowodować utratę stabilności w pierwszym wychyleniu wirnika, podczas gdy generatory odległe od miejsca zakłócenia doświadczą jedynie niewielkich kołysań. Warto zwrócić uwagę na to, że pojęcie utraty stabilności kątownej dla SKDZ i SKMZ może być różnie interpretowane. O ile utrata stabilności kątownej po dużym zakłóceniu, która następuje

w pierwszym lub w następnych wychyleniach, jest oczywista, to nietłumione kołysania niekoniecznie muszą prowadzić do utraty stabilności kątownej. Takie kołysania mogą na przykład, ze względu na nieliniowości, ustabilizować się, co nie znaczy, że jest to stan dopuszczalnej pracy systemu.

Inny aspekt stabilności kątownej, który warto wyjaśnić, to znaczenie pojęcia stabilności kątownej systemu. Choć istnieje możliwość utraty stabilności kątownej pewnego systemu w ramach grupy systemów pracujących synchronicznie, to jednak mówiąc np. o stabilności kątownej KSE, myśli się o stabilności kątownej jego ważnych elementów, takich jak duże generatory czy też grupy generatorów.

W przytoczonych zapisach IRIESP jedynym kryterium ilościowym jest maksymalny czas zwarcia, przy którym musi zostać utrzymana stabilna praca jednostek wytwórczych. Jest to kryterium dla SKDZ. Brak jest ilościowego kryterium dla SKMZ – mowa jest jedynie o konieczności tłumienia kołysań<sup>2</sup>.

W latach 2010–2012 Instytut Energetyki Oddział Gdańsk wykonywał na zamówienie PSE SA cykliczne oceny bezpieczeństwa sieci dla układów pracy KSE, planowanych w perspektywie trzyletniej, które obejmowały również oceny stabilności kątownej. W celu wykonania oceny uzgodniono z operatorem wskaźniki stabilności kątownej i warunki ich wyznaczania<sup>3</sup>.

Dla SKDZ wskaźnikiem był krytyczny czas zwarcia (KCZ), który wyznaczano dla zwarć trójfazowych bliskich i dalekich w liniach wychodzących z rozdzielni elektrownianych, usuwanych przez wyłączenie linii, oraz dla zwarć w sąsiadujących węzłach usuwanych przez izolację węzła. Wartością kryterialną dla zwarć bliskich, podobnie jak w przytoczonym zapisie IRIESP, był czas 150 ms. W zwarciach odległych i zwarciach w węzłach konkretnej wartości kryterialnej nie stosowano.

Dla SKMZ jako wskaźnik przyjęto często spotykany w literaturze [5] współczynnik tłumienia oscylacji

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

gdzie:  $\xi$  – współczynnik tłumienia,  $\sigma$  – część rzeczywista modu,  $\omega$  – część urojona modu (pulsacja).

Współczynnik tłumienia w dużych systemach wyznacza się, używając jednej z metod obliczania częstotliwości i tłumienia oscylacji elektromechanicznych układu zlinearyzowanego albo w razie braku odpowiednich narzędzi za pomocą metody Prony’ego, stosowanej do przebiegów pozakłóceniovych, uzyskanych z symulacji modelu oryginalnego nieliniowego. Wartością kryterialną dla oscylacji elektromechanicznych o charakterze lokalnym (częstotliwość powyżej 0,6 Hz) była wartość  $x = 5\%$ . W przypadku tego typu oscylacji oznacza to dobre wytłumienie oscylacji, które praktycznie zanikają po kilku okresach.

<sup>1</sup> Obecne określenia IRIESP w miejsce poprzednio używanych „równowaga dynamiczna” i „równowaga statyczna”.

<sup>2</sup> W poprzednich edycjach IRIESP znajdowało się wymaganie zachowania 8-proc. zapasu równowagi statycznej, charakteryzujące tylko zdolności przesyłowe sieci w stosunku do mocy jednostek wytwórczych. Wymaganie weryfikowało się za pomocą obliczeń rozprężających bez udziału modelu dynamicznego.

<sup>3</sup> W ostatnich ocenach zaczęto uwzględniać w odbiorach dynamikę silników. Powoduje to zmniejszenie wartości KCZ o 10–20 ms.

Wyniki oceny bezpieczeństwa KSE w perspektywie 2015 roku (ostatni rok oceny) ze względu na SKDZ i SKMZ są dobre. Nie stwierdzono wartości KCZ poniżej 150 ms, podobnie jak nie stwierdzono współczynników tłumienia poniżej wartości 5%.

#### 4. Badania modelowe

W pracy wykonano badania modelowe dynamiki turbiny w trakcie FV oraz badania, których celem było określenie skuteczności FV, jego wpływu na system, na regulacje napięcia i zasilanie potrzeb własnych bloku.

Badanie zjawisk mechanicznych i cieplnych zachodzących w trakcie FV w turbinie 560 MW bloku nr 9 el. Kozienice wykonał zespół IASE Wrocław. Wykorzystany model dokładnie odwzorowuje turbinę i jej regulator. Generator i system elektroenergetyczny jest zamodelowany w sposób bardzo uproszczony. Model został zweryfikowany na podstawie przebiegów zarejestrowanych na turbinie 560 MW. Obecnie w trakcie przygotowań są próby przejścia bloku 560 MW na potrzeby własne, które odbędą

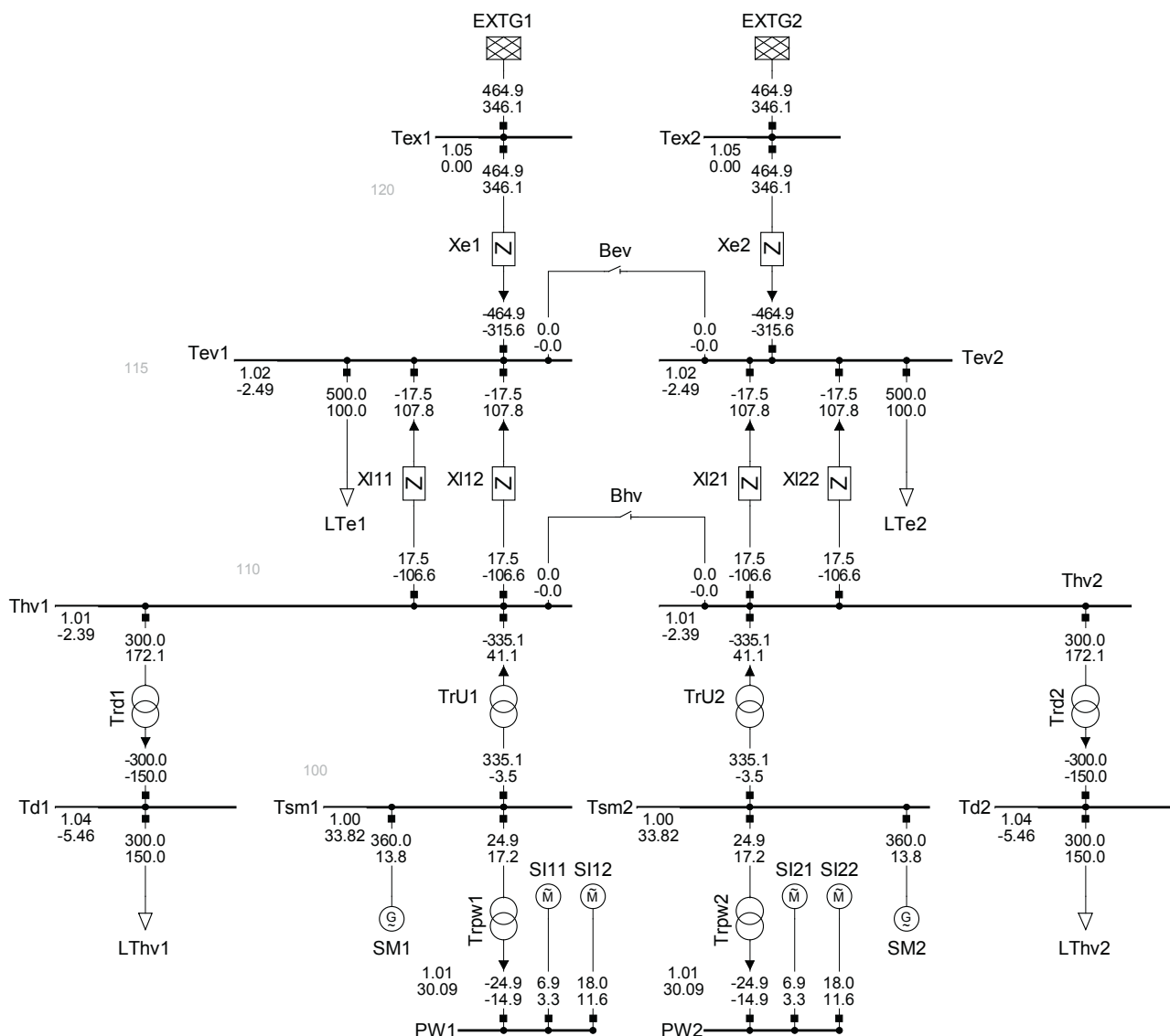
się jesienią. W artykule, z uwagi na brak autorów z IASE, ta część badań modelowych nie jest omawiana. Najważniejsze wnioski z punktu widzenia celu pracy – przeprowadzenia próby obiektywnej – są następujące:

- szybkości zamykania zaworów SP i WP mieszczą się w zakresie wartości, które występują w turbinach, gdzie jest wykorzystywany FW
- przymknięcie zaworów SP na czas dłuższy niż 1,5–2 s może spowodować niepowodzenie próby.

Badania modelowe dotyczące strony elektrycznej (blok, system) wykonano dla układu generator – sieć sztywna oraz dla modelu dużych obciążeń KSE.

#### 4.1. Model typu generator – sieć sztywna

Model pokazany na rys. 2 zawiera dwa identyczne układy typu maszyna synchroniczna – sieć sztywna. Model został opracowany w celu dokładnego zbadania skutków zastosowania FV dla regulacji napięcia i zasilania potrzeb własnych. Dynamika



Rys. 2. Układ typu generator – sieć sztywna wykorzystany do badań FV (pokazane wartości to: amplituda i kąt napięć oraz moc czynna i bierna)

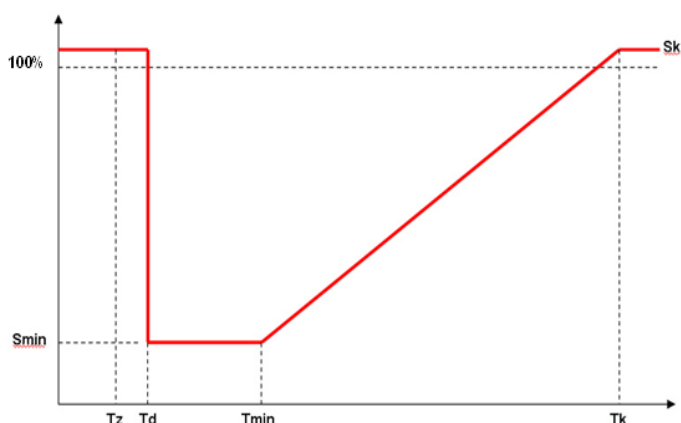


turbozespołów odwzorowuje dynamikę generatorów typu 360 MW, które pracują w elektrowniach Bełchatów i Opole – statyczne układy wzbudzenia (model ESST1A), dwuwejściowe stabilizatory systemowe (PSS2A<sup>4</sup>), ograniczniki prądu stojana, wirnika i niedowzbudzenia o typowych strukturach i parametrach (modele użytkownika) oraz turbina i jej regulator (model użytkownika opracowany według [8]).

FV zamodelowano jako sekwencję czasów i wartości (rys. 3), która pozwala określić niezależnie dla zaworów WP i SP: czas zainicjowania FV  $T_{dr}$ , poziom minimalnego sygnału (sterującego zaworami)  $S_{min}$ , czas, do którego utrzymywany jest sygnał minimalnego  $T_{min}$ , czas końca sekwencji  $T_k$ , poziom otwarcia po zakończeniu sekwencji FV  $S_k$ .

Badania modelu pozwoliły stwierdzić, że:

- FV nie stwarza zagrożeń dla regulacji napięcia i pracy potrzeb własnych
- Skuteczność FV jest niewielka przy bliskich zwarcich trójfazowych i dwufazowych. Wydłużenie krytycznego czasu zwarcia wynosi do 20 ms
- Przy odległych zwarcich trójfazowych skuteczność FV rośnie. Wydłużenia krytycznego czasu zwarcia są rzędu kilkudziesięciu milisekund i więcej
- FV zapobiega utracie stabilności nawet przy bardzo długo trwających i bliskich zwarcich jednofazowych
- Stabilizator systemowy zwiększa zmienność napięcia generatora w trakcie FV (szczególnie, gdy jest to stabilizator jednowejściowy z sygnałem mocy elektrycznej)
- Stabilizator systemowy ma destabilizujący wpływ, gdy generator doświadcza momentów pracy silnikowej



Rys. 3. Sekwencja sygnału FV

## 4.2. Model KSE

Do modelu dynamicznego KSE wprowadzono funkcjonalność FV dla bloków w elektrowniach Bełchatów i Kozienice, pracujących na system 400 kV. Wykorzystano w tym celu model użytkownika dla turbiny parowej i jej regulatora opracowany według [8].

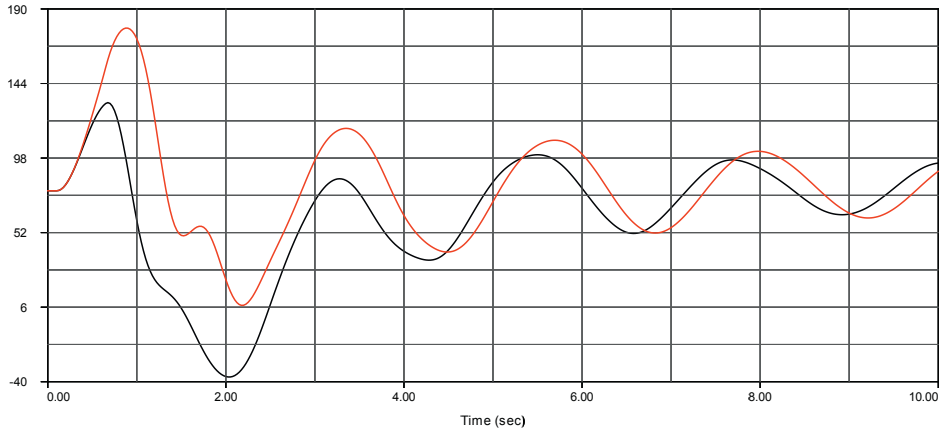
Przeprowadzone dla FV badania skuteczności i wpływu na KSE pokazały, że:

- FV jest mało skuteczny dla bliskich zwarć, dla których wartość KCZ jest mniejsza od 250~300 ms. FV pozwala na zwiększenie KCZ jedynie o 10–20 ms
- Dla zwarć, dla których wartość KCZ przekracza 400 ms zastosowanie FV pozwala zwiększyć KCZ o kilkadziesiąt ms. Dla jeszcze większych wartości KCZ to zwiększenie może wynosić części sekundy
- Przyspieszenie prędkości zamykania zaworów SP z 0,250 s do 0,125 s nie ma dużego wpływu na skuteczność FV przy małych wartościach KCZ. Przy czasach rzędu 350 ms zwiększenie KCZ wynosi od kilku do kilkanaście milisekund
- FV nie ma dużego wpływu na regulację napięcia, jeżeli stabilizator systemowy jest nieczuły na zmiany mocy mechanicznej (np. PSS2A). Dla stabilizatorów jednowejściowych, wykorzystujących moc elektryczną, stabilizator powoduje znaczące zakłócenia w regulacji napięcia. Jedną z opcji do rozważenia jest blokowanie sygnału z PSS w trakcie FV do momentu, gdy moc będzie niższa niż 60–70% mocy znamionowej
- FV wykonywany w czasie zwarcia doprowadza do znacznie głębszej pracy silnikowej niż ma to miejsce bez FV. W pracy silnikowej tradycyjny PSS ma działanie destabilizujące. Także tutaj do rozważenia jest blokowanie sygnału z PSS w trakcie FV
- Zastosowanie FV zmniejsza momenty działające na wał turbozespołu w momencie usuwania zwarcia. Wynika to z wyraźnie mniejszej amplitudy składowej poprzecznej prądu generatora, w momencie usunięcia zwarcia, w przypadku stosowania FV
- Działanie FV nie powodowało zagrożeń dla KSE. FV wykonywany jednocześnie na kilku równolegle pracujących jednostkach i powodujący chwilowe zaniżenie mocy nawet 1500–2000 MW nie stanowi zagrożenia dla KSE, ocenianego przez zaburzenia napięcia i oscylacje mocy. W szczególności największe stwierdzone zakłócenie mocy na liniach wymiany spowodowane FV w EI. Bełchatów wyniosło ok. 300 MW. Kołysania są dobrze tłumione.

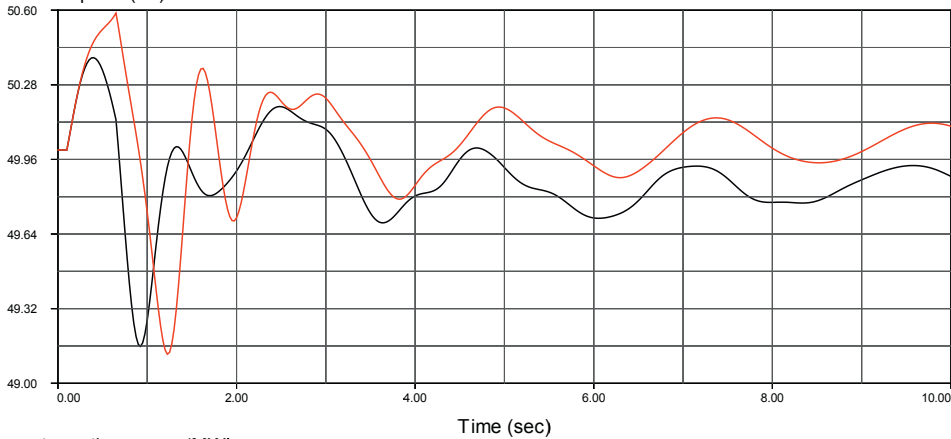
Na rys. 4 pokazano przebiegi dla generatora 360 MW elektrowni Bełchatów, pracującego na rozdzielni 400 kV, ilustrujące działanie FV. Warunki zwarcia dobrano w taki sposób, aby bez FV generatory były bliskie utraty stabilności kątowej, a jednocześnie czas zwarcia był na tyle długi, aby FV okazał się skuteczny.

<sup>4</sup>Badano również wpływ stabilizatora jednowejściowego, wykorzystującego sygnał mocy elektrycznej.

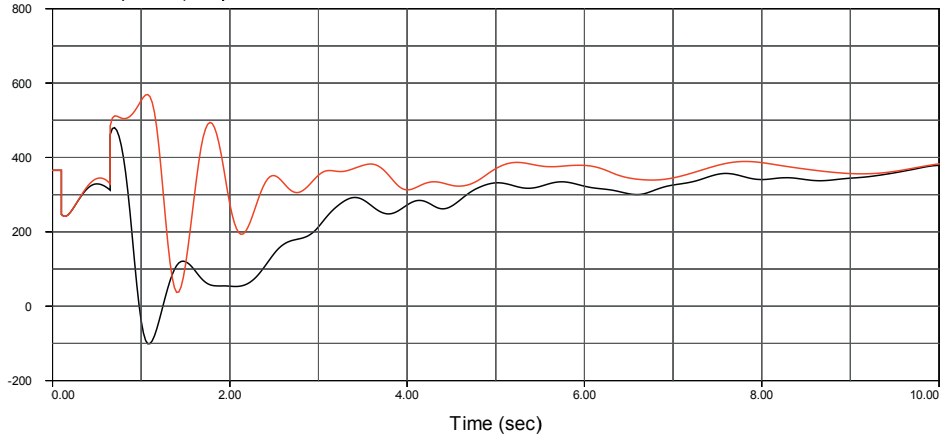
Generator relative angle (deg) : Reference Generator = 72346 [D4KKP111 400.]' 2'



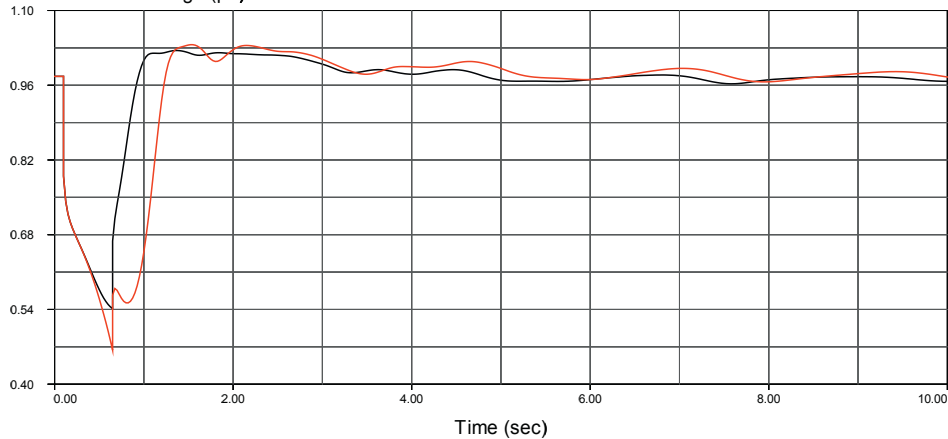
Generator speed (Hz)



Generator active power (MW)



Generator terminal voltage (pu)



Rys. 4. Przebiegi dla generatora 360 MW elektrowni Bełchatów pracującego na rozdzielni 400 kV, ilustrujące działanie FV

## 5. Dalsze prace

W II etapie pracy, oprócz wykonania próby FV na bloku 560 MW, będzie opracowywana koncepcja nowej automatyki systemowej wykorzystującej dostępność FV. Automatyka ta, w porównaniu z działającą obecnie automatyką typu APKO, powinna zastąpić w wielu sytuacjach sieciowych obecnie stosowane awaryjne wyłączanie bloków chwilowym zmniejszeniem ich mocy. Opracowanie koncepcji będzie wymagało przede wszystkim rozwiązania problemu identyfikacji konieczności i sposobu wykonania FV. Rozważać się będzie wykorzystanie zabezpieczeń sieciowych, jak również lokalnych metod identyfikacji potrzeby wykonania FV występujących w literaturze pod nazwą EVA (ang. *Early Valve Actuation*), które polegają na wypracowaniu sygnału inicjującego na podstawie sygnału mocy przyspieszającej i różniczki mocy elektrycznej.

## BIBLIOGRAFIA

1. Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, ENTSO-E 26 June 2012.
2. Erlich I. i in., Advanced requirements for thermal power plants for system stability in case of high wind power infeed, 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Madrid 2008.
3. Technical Background And Recommendations For Defence Plans In The Continental Europe Synchronous, Area ENTSO-E, 31 January 2011.
4. Madajewski K. i in., Studium badawcze możliwości zastosowania w KSE nowych rozwiązań APKO, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Warszawa 2005.
5. Kundur P., Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Inc, New York 1994.
6. PSLF's User Manual.
7. PSS®E Model Library.
8. Lubośny Z., Model układu regulacji turbiny parowej w programie PSLF, materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 1999.
9. Optimisation of Protection performance During System Disturbances, WG B5.09 CIGRE 232, 2003.

### Bogdan Sobczak

mgr. inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej, kierunek automatyka. Aktualnie pracuje w Instytucie Energetyki Instytucie Badawczym Oddział Gdańsk jako kierownik Zespołu Analiz Systemowych w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych. Zainteresowania: dynamika, stabilność systemu.

### Robert Rink

mgr. inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: R.Rink@ien.gda.pl

Jest inżynierem elektroniką, specjalność automatyka, absolwentem Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej. W Instytucie Energetyki pracuje od 1991 roku. Jego działalność skupiona jest głównie na dwóch obszarach: regulatory wzbudzenia oraz cyfrowe regulatory napięcia generatorów synchronicznych, układy rozruchu częstotliwościowego – projektowanie, uruchamianie, modelowanie i symulacja oraz analizy pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w tym związane z rozwojem energetyki wiatrowej.

### Rafał Kuczyński

mgr. inż.

PSE SA

e-mail: Rafał.Kuczynski@pse.pl

Pracownik PSE SA od początku 1992 r. zajmuje się zagadnieniami opracowania planów obrony i odbudowy KSE (w tym testami systemowymi). Zaangażowany w prace redakcyjne ENTSO-E RGCE Operation Handbook Policy 5 i Policy 8.

### Robert Trębski

mgr. inż.

PSE SA

e-mail: Robert.Trebski@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1993) i Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego (1996). Od 1993 pracownik PSE SA, później PSE Operator SA. Specjalizuje się w zagadnieniach modelowania systemu elektroenergetycznego na potrzeby aplikacji online i offline wykorzystywanych w KDM oraz analizach pracy KSE.

## Fast-Valving of Large Steam Turbine Units as Means of Power System Security Enhancement

### Authors

Bogdan Sobczak  
Robert Rink  
Rafał Kuczyński  
Robert Trębski

### Keywords

fast-valving, power system stability

### Abstract

Fast-valving assists in maintaining system stability following a severe transmission system fault by reducing the turbine mechanical power. Fast-valving consists in rapid closing and opening of steam valves in adequate manner to reduce the generator accelerating power following the recognition of a severe fault. FV can be an effective and economical method of meeting the performance requirements of power system in the presence of the increase of wind and solar generation in power system and newly connected large thermal units and delaying of building new transmission lines. The principle of fast-valving and advantages of application this technique in large steam turbine units were presented in the paper. Effectiveness of fast-valving in enhancing the stability of Polish Power Grid was analyzed. Feasibility study of fast-valving application in the 560 MW unit in Koźienice Power Station (EW SA) was discussed.

# Wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji napięcia i mocy biernej na przykładzie węzła Dunowo

## Autorzy

Dariusz Kołodziej  
Jarosław Klucznik

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

ARST, URST, regulacja napięcia, regulacja mocy biernej, farmy wiatrowe

## Streszczenie

W artykule przedstawiono opracowany i zrealizowany przez Instytut Energetyki system regulacji napięć i mocy biernych dla węzła Dunowo, obejmujący stację elektroenergetyczną najwyższych napięć oraz dwie spośród wielu farm wiatrowych. Zaprezentowano aktualne wymagania OSP dotyczące regulacji napięcia z wykorzystaniem farm wiatrowych. Przedstawiono budowę i strukturę systemu, reguły działania jego składników, a także zasady koordynacji regulacji transformatorowej w stacji najwyższych napięć i generatorowej w farmach wiatrowych.

## 1. Wstęp

Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce oraz budowa farm wiatrowych o coraz większych mocach, przyłączanych nie tylko do sieci dystrybucyjnej, ale również do sieci przesyłowej, stwarza możliwość szerokiego wykorzystania farm wiatrowych jako źródła mocy biernej w procesie regulacji napięcia w KSE.

W artykule przedstawiono zrealizowany w węźle Dunowo system regulacji napięcia i mocy biernej, obejmujący stację elektroenergetyczną Dunowo 400/220/110 kV oraz dwie farmy wiatrowe przyłączone po stronie 400 oraz 110 kV.

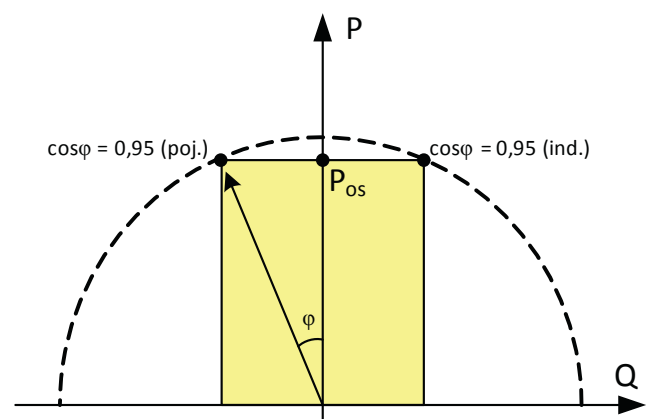
## 2. Wymagania operatora systemu przesyłowego

Wymagania dla farm wiatrowych w zakresie regulacji napięć i mocy biernych zawarte są w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [1]. Z treści tego dokumentu wynika, że:

- Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji w zakresie napięcia i mocy biernej.
- W celu zapewnienia możliwości wykorzystania farmy wiatrowej w procesie prowadzenia ruchu wymaga się, aby farma wiatrowa była zdolna do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami operatora systemu. W ramach systemu zdalnego sterowania z właściwego ośrodka dyspozycji należy zapewnić możliwość zmiany mocy biernej w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej.
- W ramach systemu zdalnego sterowania należy zapewnić możliwość zmiany trybu regulacji farmy wiatrowej w czasie rzeczywistym (online).
- Jeżeli farma wiatrowa przyłączona jest do sieci przesyłowej, to operator systemu przesyłowego (OSP) ma prawo

do zmiany generacji mocy biernej (oraz mocy czynnej) w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń, za pomocą systemu zdalnego sterowania z poziomu służb dyspozytorskich OSP-ODM.

- Farma wiatrowa musi posiadać zdolność do generacji mocy biernej, w wielkości wynikającej z wymaganego dla mocy osiągalnej ( $P_{OS}$ ) współczynnika mocy, w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej w granicach od  $\cos\varphi = 0,95$  (o charakterze indukcyjnym) do  $\cos\varphi = 0,95$  (o charakterze pojemnościowym). Przy obciążeniu mocą czynną niższą od  $P_{OS}$  należy udostępnić całą dostępną moc bierną w zakresie poza  $\cos\varphi = 0,95$ , zgodnie z możliwościami technicznymi farmy wiatrowej (rys. 1).



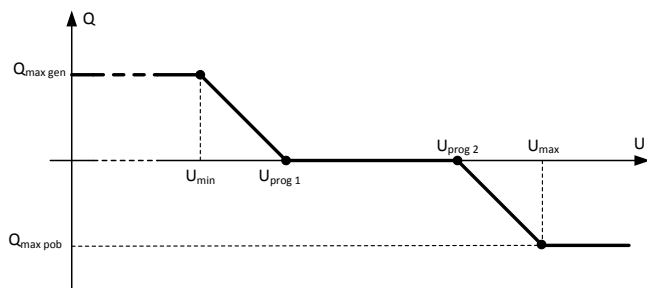
Rys. 1. Zakres wymaganej generacji mocy biernej przez farmę wiatrową



Regulacja napięcia i mocy biernej powinna być zapewniona w pełnym zakresie dopuszczalnych obciążeń mocą bierną farmy wiatrowej.

System sterowania oraz regulacji napięcia i mocy biernej farmy wiatrowej powinien posiadać zdolność do pracy autonomicznej oraz opcjonalnie do pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej (ARST), zainstalowanym w stacji elektroenergetycznej.

W trybie autonomicznym system sterowania oraz regulacji napięcia i mocy biernej farmy wiatrowej powinien posiadać zdolność do niezależnej pracy w kryteriach regulacji: mocy biernej (w miejscu przyłączenia) oraz napięcia (w miejscu przyłączenia) zgodnie z charakterystyką statyczną  $Q = f(U)$  (rys. 2). Powinna być możliwość parametryzacji charakterystyki dla każdej przyłączanej farmy indywidualnie. Nastawiane parametry uzależnione są od wielkości farmy, napięcia znamionowego oraz miejsca jej przyłączenia w systemie elektroenergetycznym. Tab. 1 zawiera objaśnienie stosowanych symboli w charakterystyce.



Rys. 2. Charakterystyka statyczna  $Q = f(U)$  regulacji napięcia w punkcie przyłączenia

Oznaczenie	Opis
$Q_{\max \text{ pob}}$	Maksymalna dopuszczalna wartość poboru mocy biernej przez farmę wiatrową, przy danym poziomie generacji mocy czynnej
$Q_{\max \text{ gen}}$	Maksymalna dopuszczalna wartość generacji mocy biernej przez farmę wiatrową, przy danym poziomie generacji mocy czynnej
$U_{\min}$	Minimalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której generowana jest maksymalna moc bierna
$U_{\max}$	Maksymalna wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, przy której pobierana jest maksymalna moc bierna
$U_{\text{prog}1}$	Wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, poniżej której generowana jest moc bierna
$U_{\text{prog}2}$	Wartość napięcia regulowanego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, powyżej której pobierana jest moc bierna

Tab. 1. Oznaczenia charakterystyki statycznej

W trybie skoordynowanym system sterowania i regulacji farmy wiatrowej współpracuje z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej (ARST) w stacji elektroenergetycznej. W ramach gwarancji współpracy z nadrzędnym układem (ARST) należy zapewnić możliwość przyjmowania do realizacji wartości zadanych mocy biernej przez system sterowania i regulacji napięcia oraz mocy biernej farmy wiatrowej. Należy również

zagwarantować dedykowany kanał komunikacyjny do połączenia z nadrzędnym układem regulacji.

Operator systemu może wymagać, by farma wiatrowa podczas zakłóceń w systemie elektroenergetycznym produkowała możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Podczas zakłóceń skutkujących zmianami napięcia farma wiatrowa nie może utracić zdolności regulacji mocy biernej i musi aktywnie oddziaływać w kierunku podtrzymania napięcia. W przypadku obniżenia napięcia w miejscu przyłączenia poniżej wartości zadanej farma wiatrowa nie może pobierać mocy biernej.

Na rys. 1. przedstawiono zakres wymaganej generacji mocy biernej. IRIESP nie wymaga prostokątnego kształtu tego zakresu, choć taki byłby najbardziej korzystny z punktu widzenia udziału farm w regulacji napięć. W praktyce najczęściej ma on kształt zbliżony do litery V lub jest częściowo prostokątny.

Spełnienie wszystkich przytoczonych wymagań może być trudne dla inwestora farmy wiatrowej ze względu na ograniczoną funkcjonalność układów regulacji towarzyszących siłowniom wiatrowym lub kosztowne ze względu na konieczność zakupu dodatkowych funkcji w układzie regulacji.

Opracowane przez Instytut Energetyki układy regulacji URST, przeznaczone dla farm wiatrowych, zapewniają dopasowanie farmy wiatrowej do wymagań IRIESP, na przykład poprzez uzupełnienie brakujących kryteriów regulacji, realizację funkcji współpracy z nadrzędnymi układami regulacji (koordynacja z układem ARST) lub objęcie funkcją regulacji statycznych źródeł mocy biernych zainstalowanych w stacji abonenckiej farmy wiatrowej.

Regulacja napięć w węźle Dunowo wykorzystuje dwie farmy wiatrowe. Po stronie 110 kV dołączona jest farma Karścino o mocy 90 MW, wyposażona w układ regulacji UCC (Iberdrola), który bezpośrednio współpracuje z nadrzędnym dla tego węzła układem regulacji ARST. Po stronie 400 kV dołączona jest farma Darłowo o mocy 250 MW, która została wyposażona w układ URST, tak aby spełnić wszystkie wymagania IRIESP i zapewnić współpracę z nadrzędnym układem ARST.

W następnym rozdziale przedstawiony został układ regulacji URST na przykładzie realizacji w farmie wiatrowej Darłowo.

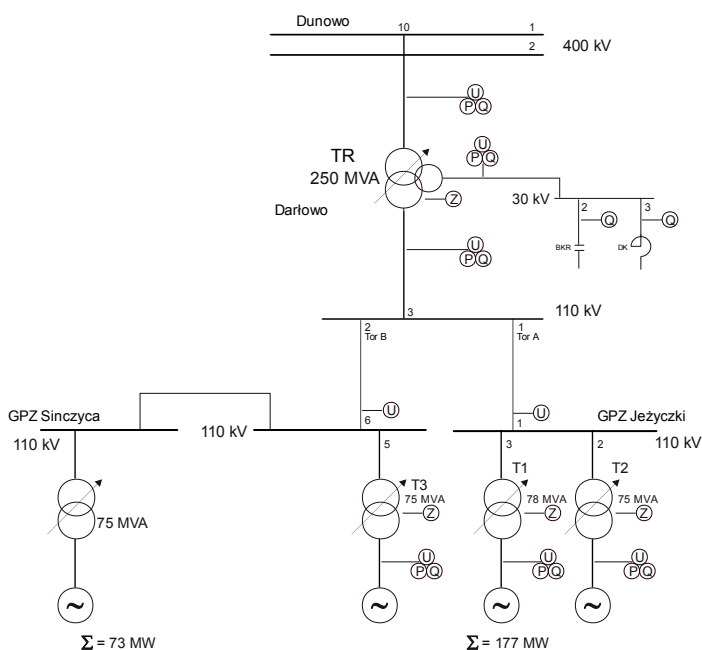
### 3. Układ farmy wiatrowej URST

Układ URST przeznaczony został do automatycznego prowadzenia ruchu farmy wiatrowej w Darłowie, dołączonej do systemu elektroenergetycznego po stronie 400 kV w następującym zakresie:

- regulacji napięcia w punkcie przyłączenia, zgodnie z charakterystyką statyczną wymaganą przez operatora sieci przesyłowej (rys. 2)
- regulacji mocy biernej generowanej lub pobieranej w punkcie przyłączenia
- regulacji współczynnika mocy ( $\cos\phi$ ) w punkcie przyłączenia.

### 3.1. Charakterystyka obiektu

Schemat FW Darłowo, przyłączonej do rozdzielni 400 kV węzła Dunowo, przedstawiono na rys. 3. W skład sieci farmy wchodzi dwa GPZ Jeżyczki i Sińczyca. GPZ wyposażone są w transformatory 110/30 kV i stanowią punkt przyłączenia dla siłowni wiatrowych. Farma wiatrowa Darłowo posiada moc 250 MW i zdolność do generacji mocy biernej na poziomie 80 Mvar. W trzecim uzwojeniu transformatora 400/110/30 kV przyłączone zostały statyczne źródła mocy biernej: bateria kondensatorów o mocy 12 Mvar oraz dławik o mocy 12–27–36 Mvar (w zależności od konfiguracji).



Rys. 3. Schemat FW Darłowo

### 3.2. Funkcje układu

Układ URST w Darłowie uzupełnia funkcjonalność sterownika farmy wiatrowej, dostarczonego przez producenta siłowni wiatrowych (General Electric), tak aby spełnione były wszystkie wymagania operatora sieci przesyłowej w zakresie regulacji napięć i mocy biernej.

Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, składającą się ze sterownika farmy wiatrowej i układu URST, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i układu regulacji ARST w Dunowie stanowi pojedyncze źródło generacji mocy biernej. Posiada własną charakterystykę  $Q = f(P)$ , określającą aktualnie dostępny zakres regulacji mocy biernej, zależny od generowanej mocy czynnej.

Funkcje realizowane przez sterownik siłowni wiatrowych:

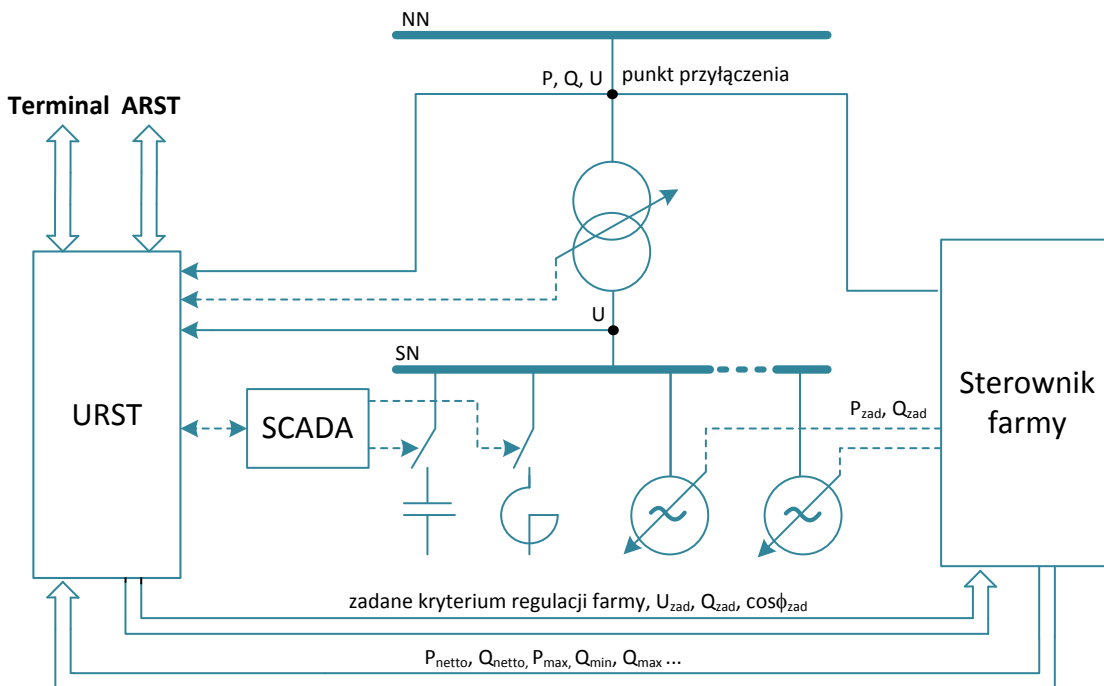
- niezależne sterowanie generacją mocy czynnej i biernej poszczególnych siłowni wiatrowych, wchodzących w skład farmy
- regulacja napięcia lub współczynnika mocy w punkcie przyłączenia do systemu elektroenergetycznego.

Zadania realizowane przez układ URST dla FW Darłowo, który wykorzystuje funkcje dostępne w sterowniku siłowni wiatrowych

i rozszerza je tak, aby spełnione zostały wymagania operatora systemu przesyłowego:

- Regulacja w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej do systemu elektroenergetycznego odbywa się według wybranego kryterium regulacji: napięcia strony 400 kV, mocy biernej lub współczynnika mocy ( $\cos\phi$ ).
- W procesie regulacji wybranej wielkości w pierwszej kolejności wykorzystuje się możliwości szybkiej regulacji generatorowej (siłownie farmy), a później powolną regulację za pomocą statycznych źródeł mocy biernej (baterii kondensatorów, dławika).
- Regulacja transformatorowa obejmuje wszystkie transformatory farmy (400/110 kV, 110/30 kV) posiadające podobciążeniowe przełączniki zaczeptów.
- Regulacja transformatorowa uwzględnia potrzeby utrzymania określonych poziomów napięć na poszczególnych rozdzielniach sieci wewnętrznej farmy.
- Sterowanie statycznymi źródłami mocy biernej, tj. bateriami kondensatorów lub dławikami; sterowanie bateriami kondensatorów uwzględnia ograniczenia czasowe dotyczące załączenia.
- Regulacja prowadzona przez URST odbywa się w trybie autonomicznym lub trybie ARST (skoordynowanym), przełączanie trybu regulacji farmy odbywa się lokalnie z terminalu w farmie wiatrowej lub zdalnie z ośrodka dyspozytorskiego.
- W trybie autonomicznym układ URST prowadzi regulację na podstawie wybranego kryterium regulacji i wartości zadanych, otrzymanych lokalnie z terminalu w farmie wiatrowej lub zdalnie z ośrodka dyspozytorskiego.
- W trybie ARST układ URST prowadzi regulację na podstawie kryterium i wartości zadanych, otrzymanych z układu ARST, pełniącego rolę nadrzędną w skoordynowanym procesie regulacji, obejmującym stację najwyższych napięć i dołączone do niej farmy wiatrowe.
- Regulacja napięcia w punkcie przyłączenia po stronie 400 kV w trybie autonomicznym realizowana jest zgodnie z charakterystyką statyczną  $Q = f(U)$  (rys. 2), wymaganą przez operatora systemu przesyłowego.
- Regulacja napięcia w punkcie przyłączenia po stronie 400 kV w trybie ARST realizowana jest poprzez wykorzystanie farmy jako sterowanego źródła mocy biernej. Układ ARST jest odpowiedzialny za zadanie odpowiedniej wartości mocy biernej dla URST i farmy, tak by w efekcie uzyskać odpowiednią wartość napięcia na systemie 400 kV.
- Komunikacja z ośrodkami dyspozytorskimi odbywa się w standardowy sposób (protokoły komunikacyjne, listy danych).
- Układ URST komunikuje się z układem regulacji ARST, pełniącym rolę nadrzędną w skoordynowanym procesie regulacji.

Uproszczony przykład powiązania układu URST z farmą wiatrową przedstawia rys. 4. Sterownik farmy wiatrowej steruje poszczególnymi siłowniami wiatrowymi w zakresie produkcji mocy czynnej i biernej. Wartości zadane dla siłowni wiatrowych (moc bierna lub współczynnik mocy  $\cos\phi$ ) przesyłane są do sterownika farmy



Rys. 4. Uproszczony schemat współpracy URST z urządzeniami farmy

ze współpracującego układu URST. Do URST zwrótnie trafiają informacje o sumarycznej mocy czynnej i biernej, generowanej przez siłownie wiatrowe, bieżące ograniczenia wytwarzanej mocy biernej oraz inne informacje o stanie pracy farmy. Punktem odniesienia dla regulatora i jego wartości zadanej w sterowniku farmy jest punkt przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej (pole w stacji najwyższych napięć).

Układ URST odpowiedzialny jest za sterowanie przekładniami transformatorów we wszystkich stacjach farmy oraz wykorzystanie baterii kondensatorów statycznych i dławika w procesie regulacji. Punkt przyłączenia farmy jest jednocześnie punktem odniesienia dla procesów regulacyjnych realizowanych przez układ URST.

### 3.3. Budowa układu URST dla FW Darłowo

Układ URST dla FW Darłowo posiada strukturę rozproszoną. Układ składa się z trzech sterowników programowalnych: centralnego, zainstalowanego w GPZ Darłowo, oraz dwóch lokalnych, działających w GPZ Jeżyczki i Sińczyca. Układy lokalne pełnią rolę koncentratorów danych obiektowych na potrzeby URST FW Darłowo oraz regulatorów transformatorów T1, T2, T3 w GPZ Jeżyczki i transformatora w GPZ Sińczyca.

Sterownik centralny odpowiada za realizację programu działania układu URST, realizuje funkcje komunikacji ze sterownikami URST w stacjach Jeżyczki i Sińczyca, ze SCADA w stacji, ze sterownikiem farmy wiatrowej i układem ARST. Pełni również rolę rejestratora pracy układu regulacji.

Wszystkie sterowniki wyposażone są w moduły:

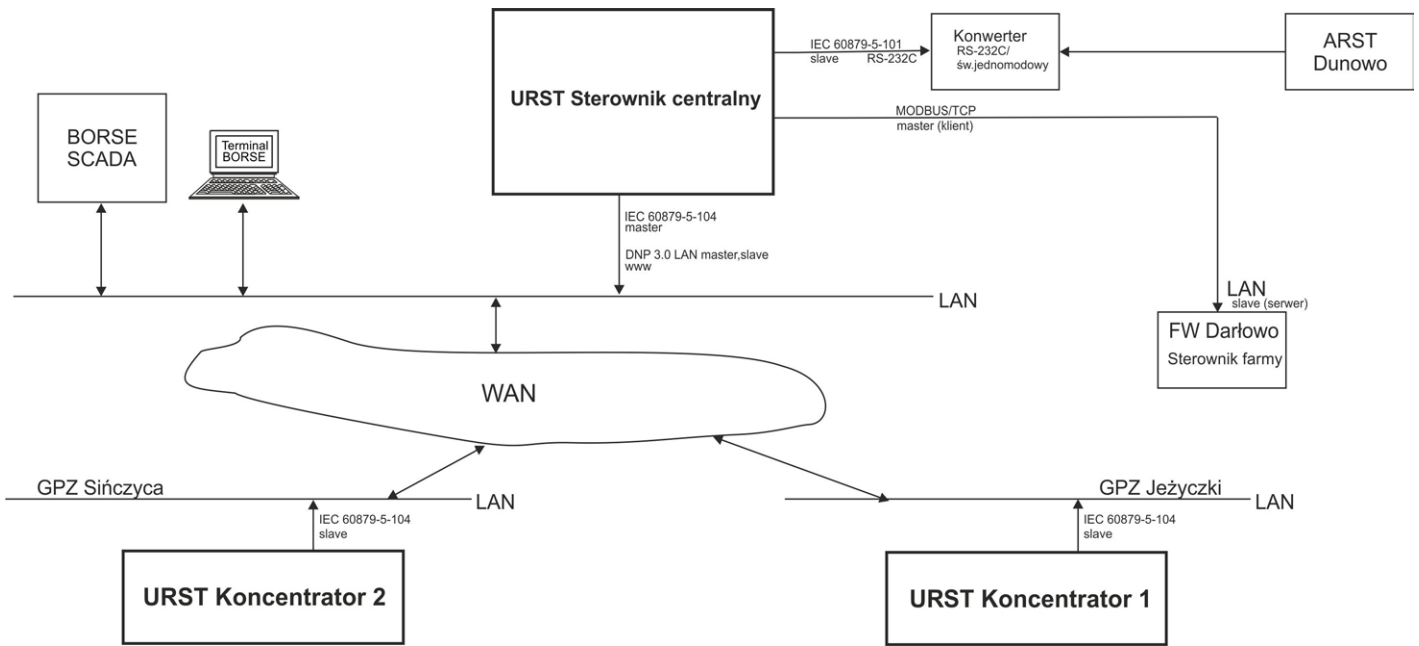
- wejść analogowych, odpowiadających za odbiór informacji z przetworników pomiaru napięcia, mocy czynnej i biernej z poszczególnych pól

- wejść dwustanowych, odpowiadających za odbiór stanów wyłączników i odłączników w wybranych polach stacji, pomiarów numerów zaczepek transformatorów oraz wybranych stanów przełączników w tablicach sterowniczych
- wyjść dwustanowych, służących do sterowania napędami podobciążeniowych przełączników zaczepek transformatorów.

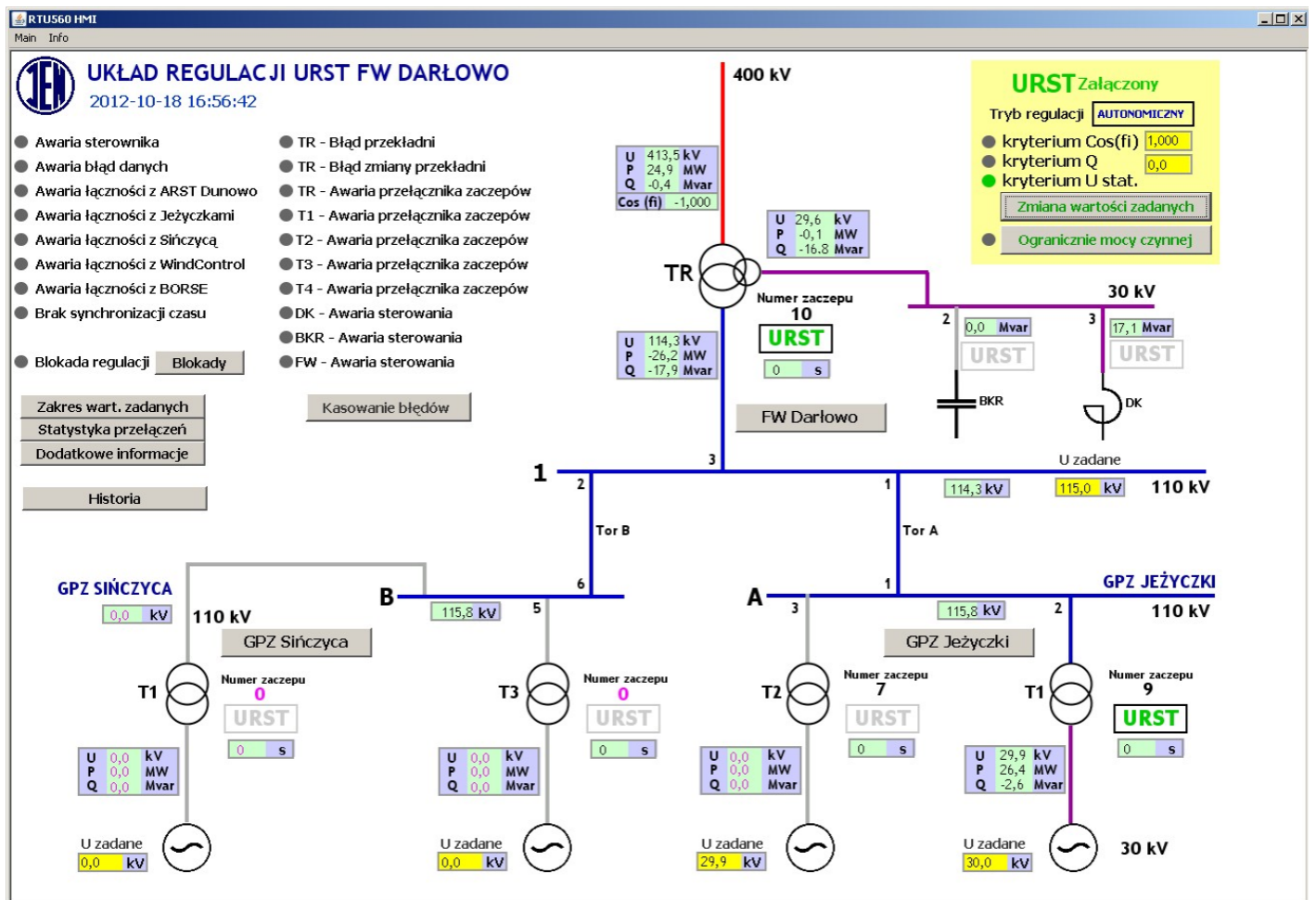
### 3.4. Komunikacja

Układ URST komunikuje się w następującym zakresie:

- Komunikacja między sterownikami URST zlokalizowanymi w poszczególnych stacjach transformatorowych (GPZ) farmy.
- Komunikacja z terminalem zainstalowanym w farmie wiatrowej (lub jej stacji abonenckiej) – prowadzona jest w celu lokalnej obsługi układu (wizualizacja, wprowadzanie wartości zadanych). Terminal lokalny URST może być zrealizowany jako osobna aplikacja, uruchomiona na dowolnym komputerze w stacji lub jako rozwiązanie oparte na technice WWW (URST jest serwerem WWW, komputer pełniący rolę terminalu wykorzystuje przeglądarkę internetową jako interfejs człowiek-maszyna, tzw. HMI). Możliwe jest również wbudowanie funkcji terminalu URST w system SCADA, funkcjonujący w farmie wiatrowej, wtedy konieczne jest skomunikowanie URST ze SCADA. Dla FW Darłowo wybrano wariant z serwerem WWW.
- Komunikacja z ośrodkiem dyspozytorskim – prowadzona jest w celu zdalnej obsługi. Zależnie od miejsca instalacji farmy i miejsca przyłączenia jest to ośrodek dyspozytorski należący do operatora systemu przesyłowego.
- Komunikacja z nadrzędnym układem regulacji ARST zainstalowanym w stacji najwyższych napięć, do której farma jest



Rys. 5. Schemat połączeń komunikacyjnych



Rys. 6. Główny ekran układu URST



przyłączona. Konieczna jest do koordynacji procesów regulacyjnych prowadzonych przez URST FW Darłowo i ARST stacji 400/220/110 kV Dunowo.

Wymiana danych w ramach układu URST, jak i z urządzeniami zewnętrznymi, odbywa się z wykorzystaniem następujących protokołów komunikacyjnych:

- IEC 60870-5-104 – między sterownikami URST
- DNP 3.0 LAN – ze SCADA w stacjach farmy wiatrowej
- MODBUS/TCP – ze sterownikiem siłowni wiatrowej
- IEC 60870-5-101 – z nadrzędnym układem ARST w SE Dunowo.

Schemat powiązań komunikacyjnych przedstawiono na rys. 5.

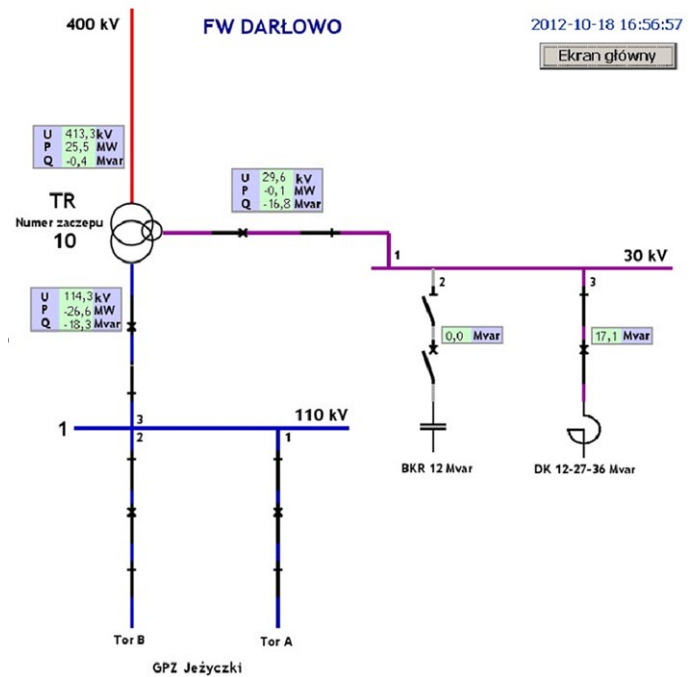
### 3.5. Obsługa

Obsługa układu URST jest możliwa z komputerowych terminali w miejscach zainstalowania sterowników układu URST (FW Darłowo w Dunowie, GPZ Jeżyczki, GPZ Sińczyca).

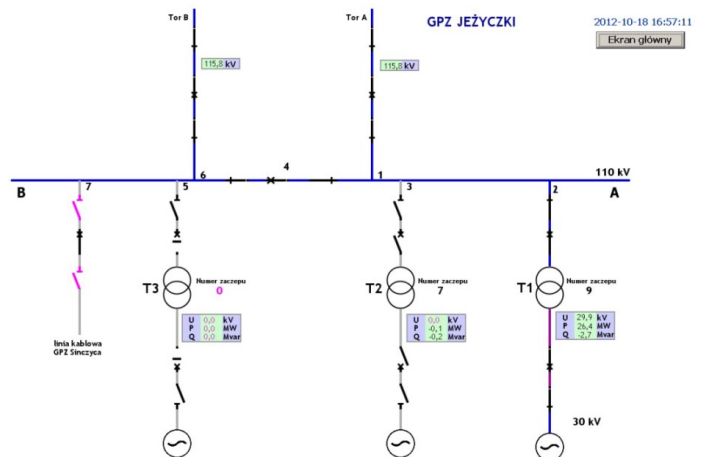
Lokalna obsługa układu URST realizowana jest z wykorzystaniem programu przeglądarki WWW na komputerze terminalu systemu zainstalowanego w stacji. Układ URST posiada serwer HTTP, generujący odpowiednie strony WWW, przedstawiające stan farmy i układu regulacji. Ekranu pozwalają na wprowadzanie wartości zadanych i odczyt historii zdarzeń. Stan strony automatycznie się odświeża.

Na zamieszczonym rys. 6 przedstawiono główny ekran terminalu. Wyświetlane są na nim bieżące pomiary, aktualny tryb i kryterium regulacji oraz aktualne wartości zadane. Schemat ulega nieznacznym modyfikacjom, zależnie od zmieniającego się stanu położenia łączników w stacjach. Na schemacie umieszczone są pola umożliwiające wprowadzanie wartości zadanych napięć na szynach 110 kV oraz dla poszczególnych rozdzielni 30 kV.

Dodatkowe ekrany przedstawione na rys. 7 i 8 ukazują szczegółowo stan farmy w zakresie danych wejściowych, istotnych dla układu regulacji URST. Pierwszy ekran przedstawia GPZ Dunowo 400/110 kV, kolejny GPZ Jeżyczki 110/30 kV.



Rys. 7. Ekran układu URST przedstawiający GPZ Dunowo



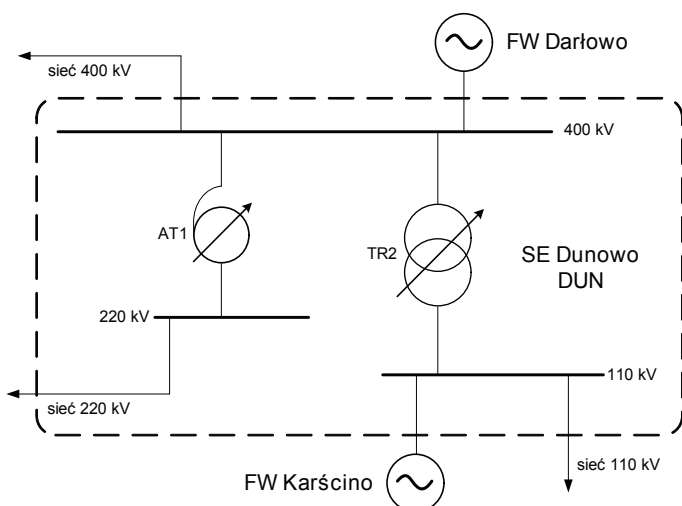
Rys. 8. Ekran układu URST przedstawiający GPZ Jeżyczki

## 4. Skoordynowana regulacja napięć w węźle Dunowo

W skład węzła Dunowo (DUN), leżącego na terenie PSE-Północ, wchodzi trzy rozdzielnie: 400 kV, 220 kV i 110 kV oraz dwa transformatory. Stacja energetyczna Dunowo wyposażona jest w automatyczny układ regulacji transformatorowej ARST, w zasięgu jego działania znajdują się transformatory: AT1 (400/100 kV) i TR2 (400/220 kV). Dodatkowo układ ARST obejmuje algorytmem regulacji skoordynowanej farmy wiatrowe Darłowo oraz Karścino.

Schemat węzła Dunowo, objętego algorytmem skoordynowanej regulacji napięć, przedstawiono na rys. 9.





Rys. 9. Schemat węzła Dunowo

Układ automatycznej regulacji ARST w SE Dunowo przystosowany został do współpracy z układami regulacji farm wiatrowych w Darłowie i Karścinie. Współpraca tych dwóch rodzajów automatyk ma na celu skoordynowanie procesów regulacji napięć prowadzonych w stacji najwyższych napięć z regulacją napięć, które mogą realizować przyłączone farmy wiatrowe.

Układ ARST w Dunowie, po dostosowaniu do regulacji skoordynowanej z farmami wiatrowymi, posiada następujące cechy:

- W procesie regulacji napięć bierze udział transformator 400/110 kV zainstalowany w stacji Dunowo, wyposażony w podobciążeniowy przełącznik zaczełów, oraz farmy wiatrowe Darłowo i Karścino dołączone do stacji i wyposażone w układy regulacji (UCC w Karścinie i URST w Darłowie).
- Układ ARST w stacji najwyższych napięć pełni rolę nadrzędną w procesie regulacji napięć. Odpowiada za wykorzystanie zmiennej przekładni transformatorów oraz dołączonych farm wiatrowych jako sterowanych źródeł mocy biernej.
- Układy regulacji w poszczególnych farmach wiatrowych pełnią rolę podrzędną. Pracują według przesłanego przez ARST kryterium regulacji oraz wartości zadanej (mocy biernej lub  $\cos\varphi$ ) dla regulowanej wielkości w punkcie przyłączenia. Dzieje się tak po lokalnym lub zdalnym załączeniu układu regulacji w danej farmie wiatrowej do pracy w trybie ARST.
- Regulacja transformatorowa realizowana przez ARST odbywa się według wybranego kryterium regulacji: napięcia strony niższej transformatora, napięcia strony wyższej transformatora, przepływu mocy biernej przez transformator oraz wybranego zaczełu transformatora (stałej przekładni transformatora).
- Regulacja generatorowa obejmuje te farmy wiatrowe, które pracują w trybie regulacji ARST (pracy skoordynowanej z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej ARST). Wykorzystuje się jedno z kryteriów regulacji: moc bierną lub  $\cos\varphi$  w punkcie przyłączenia.

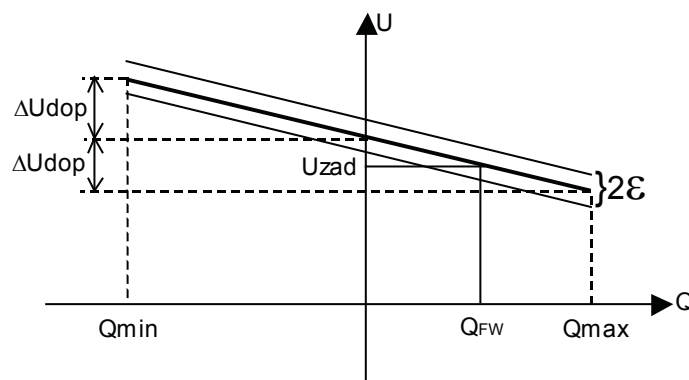
W procesie regulacji napięcia układ ARST w pierwszej kolejności wykorzystuje możliwości szybkiej regulacji generatorowej, realizowanej za pomocą farm i skoordynowanych układów regulacji

(URST), w dalszej kolejności powolną regulację za pomocą transformatora 400/110 kV będącego pod kontrolą ARST.

#### 4.1 Regulacja napięcia na szynach stacji

Regulacja napięcia na szynach stacji w Dunowie odbywa się za pomocą transformatorów oraz dołączonych farm wiatrowych. Regulacja napięcia na danym systemie może odbywać się z wykorzystaniem przede wszystkim:

- wyłącznie transformatora pracującego w kryterium regulacji napięcia niższego lub wyższego
- wyłącznie farmy wiatrowej pracującej w trybie regulacji ARST
- łącznie transformatora oraz farmy wiatrowej (pracującej w trybie regulacji ARST).
- Regulacja napięcia z udziałem transformatora i farmy wiatrowej realizowana jest z wykorzystaniem charakterystyki statycznej  $U_z = f(Q)$ , gdzie zmianie obciążenia biernego towarzyszy pewna zmienność utrzymywanego napięcia. W przypadku braku udziału farm wiatrowych w regulacji napięcia charakterystyka nie jest nachylona.



Rys. 10. Charakterystyka statyczna regulacji napięcia

Wartości zadane napięć, jakie mają być utrzymywane przez układ, przypisane są osobno dla każdej z szyn stacji. Pozostałe parametry regulacji określone są dla danego poziomu napięć (110 lub 400 kV). Oto następujące wielkości:

- **Wartość zadana napięcia** – zadawana przez obsługę stacji lub zdalnie z ODM/KDM. Układ ARST będzie dążył poprzez zmianę zaczełu transformatora oraz generacji mocy biernej przez farmę wiatrową do tego, aby wartość zmierzonego napięcia na szynie była zbliżona do wartości na niej zadanej (z dokładnością do szerokości strefy nieczułości w przypadku wykorzystania w danym momencie tylko regulacji transformatorowej). W przypadku regulacji wykorzystującej jednocześnie skokową regulację transformatorową i płynną regulację za pomocą farmy wiatrowej osiągnięte zbliżenie wartości napięcia mierzonego i wartości zadanej jest dużo lepsze niż wynikające ze strefy nieczułości. Jest ono uzależnione od dysponowanego w danym momencie zakresu mocy biernej  $Q_{min} \dots Q_{max}$ , jaką farma wiatrowa może dostarczyć.
- **Nachylenie charakterystyki** – parametr  $\Delta U_{dop}$ , określający nachylenie zależności napięcia zadanego na szynach  $U_{zad} = f(Q_{FW})$  od mocy biernej generowanej przez farmę wiatrową.

Nachylenie charakterystyki jest zerowe w przypadku regulacji napięcia bez udziału farmy.

- **Strefa nieczułości** – parametr określający zakres niewrażliwości układu podczas regulacji transformatorowej na zmianę napięcia regulowanego (strefa nieczułości =  $2\epsilon$ ) w regulacji transformatorowej. Szerokość strefy powinna być dobierana odpowiednio do zmiany napięcia, wywołanej jednostkową zmianą zaczeptu, będąc kompromisem między dokładnością regulacji a częstością zmiany zaczeptu. Zbyt wąska strefa nieczułości może doprowadzić do oscylacji układu nawet przy stałym napięciu na szynach stacji.
- **Opóźnienie regulacji** – zwłoka, z jaką układ ARST zareaguje zmianą zaczeptu transformatora na odchyłkę napięcia na szynie od wartości zadanej (napięcie poza strefą nieczułości).
- **Typ regulacji** – „zależna” lub „niezależna”. Dla „niezależnej” – reakcja układu, w regulacji transformatorowej, na odchyłkę od wartości zadanej nastąpi dokładnie po czasie określonym jako opóźnienie regulacji, dla „zależnej” – reakcja jest tym szybsza, im większa jest odchyłka.

Celem regulacji napięcia za pomocą transformatorów jest zmiana zaczeptu tylko wtedy, gdy odchyłka napięcia od wartości zadanej jest duża lub ma charakter trwały, natomiast chwilowe, niewielkie zmiany napięcia w pobliżu granicy strefy nieczułości nie powinny powodować przełączeń zaczeptów.

Szybkość regulacji napięcia za pomocą transformatora i farmy wiatrowej jest uzależniona od nastawionych parametrów regulacji transformatorowej, możliwości szybkiej regulacji farmy wiatrowej, łatwości odświeżania danych pochodzących z obiektu oraz komunikacji z farmą wiatrową. W przypadku dużych zmian wartości zadanej napięcia lub zmian napięcia na systemie o czasie uzyskania wyrównania mocy zadanej i mierzonej zdecydowanie opóźnienie regulacji transformatorowej.

## 5. Podsumowanie

Układ regulacji farmy wiatrowej URST dla węzła Dunowo i farmy wiatrowej Darłowo został wykonany w 2012 roku i uruchomiony w 2013 roku. Dotychczasowe próby wykazały poprawność przyjętych rozwiązań. Należy pamiętać, że algorytm regulacji napięcia i mocy biernej, wykorzystany w węźle Dunowo, jest dedykowany tylko dla tego rodzaju węzła. Prace prowadzone przez Instytut Energetyki pokazują, jak bardzo różnorodne są rozwiązania i możliwości aktualnie budowanych farm wiatrowych. Dobór algorytmu i jego parametrów dla każdego rozwiązania trzeba ustalać indywidualnie. Należy również pamiętać, że skuteczność regulacji napięcia i mocy biernej w sieci KSE jest ściśle powiązana z możliwościami i charakterystyką  $P = f(Q)$  farmy wiatrowej. Wykorzystanie tego typu regulacji będzie najskuteczniejsze, gdy nowo budowane farmy wiatrowe będą posiadać charakterystykę  $P = f(Q)$ , która zapewnia pełny (możliwie największy) zakres zmiany mocy biernej, niezależnie od wartości mocy czynnej.

## BIBLIOGRAFIA

1. IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, wersja 1.0 z 22 grudnia 2010.

### Dariusz Kołodziej

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: d.kolodziej@ien.gda.pl

Ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektroniki Politechniki Gdańskiej (1990). Od 1991 roku zatrudniony jest w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk na stanowisku asystenta. Zajmuje się działalnością związaną z rozwojem i wdrażaniem w KSE układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej stacji najwyższych napięć (ARST), układów regulacji dla farm wiatrowych (URST), koordynacją pracy układów regulacji ARST, a w ostatnim czasie z wykorzystaniem farm wiatrowych do regulacji napięć w powiązaniu z układami ARST. Od 2011 roku uczestniczy w pracach European Energy Research Alliance (EERA) Joint Programme on Smart Grids.

### Jarosław Klucznik

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki (2007) oraz Wydziału Zarządzania i Ekonomii (2010) Politechniki Gdańskiej. Magister inżynier specjalności Systemy Elektroenergetyczne. Od 2007 roku zatrudniony w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki. Do obszaru zainteresowań naukowych należą: obliczenia rozprężkowe w systemie elektroenergetycznym oraz systemowa automatyka regulacyjna – układy regulacji transformatorowej ARST, układy regulacji farm wiatrowych URST.

## Usage of Wind Farms in Voltage and Reactive Power Control Based on Dunowo Substation Example

### Authors

Dariusz Kołodziej  
Jarosław Klucznik

### Keywords

voltage control, reactive power control, wind farms

### Abstract

Article describes control system designed in Institute of Power Engineering Gdańsk Division, which has been applied in substation Dunowo and nearby wind farms. Control systems uses wind farms in process of voltage and reactive power control. Presented are device structure, rules of control and requirements described in Instruction of Transmission System Operation and Maintenance (grid code) released by Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA the Transmission System Operator in Poland.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

# Wykorzystanie możliwości regulacyjnych mocy biernej wielkich odbiorców

## Autorzy

Robert Małkowski  
Zbigniew Szczerba

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

regulacja napięcia, regulacja mocy biernej, wielcy odbiorcy

## Streszczenie

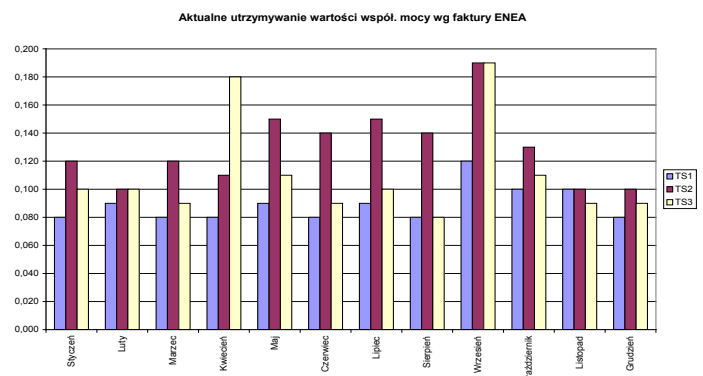
Autorzy artykułu zwracają uwagę na celowość i możliwość wykorzystania lokalnych źródeł mocy biernej przez układy regulacji grupowej węzła przesyłowego (RGWP). Jednym z takich źródeł są wielcy odbiorcy (WO). W artykule przedstawiono również zagadnienia związane z potrzebą koordynacji pomiędzy układami regulacji zainstalowanymi w sieci WO oraz koordynacji pomiędzy układami regulacji WO a układami regulacji nadrzędnej w sieci.

## 1. Wstęp

Obserwuje się nadmierną ostrożność przy korzystaniu z możliwości regulacji mocy biernej i napięcia, jakimi dysponują wielcy odbiorcy (WO) przemysłowi. Brak zasad odpłatności za te usługi powoduje, że źródła te są wyłącznie w dyspozycji właścicieli, bez dostępu do nich operatora sieci przesyłowej czy dystrybucyjnej. Zdarza się, że wielcy odbiorcy podporządkowują się życzeniom zakładowej dyspozycji ruchu (ZDR) czy rejonowej dyspozycji ruchu (RDR), dotyczącym generacji określonej mocy biernej, jednak regulacja ta odbywa się głównie na zasadach koleżeńskiej uprzejmości.

Najczęściej na pytanie adresowane do WO, o możliwości dyspozycyjnej regulacji mocy biernej na rzecz wsparcia SEE w stanach przejściowego wzrostu poboru mocy biernej, pada odpowiedź negatywna. Wyjaśnienie takiej postawy okazuje się zazwyczaj prozaiczne. Podstawowym kryterium sterowania poziomem generacji mocy biernej WO jest, poza utrzymaniem napięć wewnątrz swojego zakładu, konieczność utrzymania współczynnika  $\text{tg}(\varphi)$ . Niedotrzymanie go skutkuje karami finansowymi dla zakładu.

Zgodnie z umową wiążącą odbiorcę ze spółką dystrybucyjną, w czasie szczytów energetycznych współczynnik mocy  $\text{tg} \varphi$  najczęściej nie może przekroczyć wartości 0,4, natomiast poza szczytami nie jest określony. Wartości współczynnika mocy utrzymywane w czasie szczytów energetycznych zaprezentowano na rys. 1.



Rys. 1. Utrzymywane wartości współczynnika mocy przez wielkiego odbiorcę, zarejestrowane na zaciskach transformatorów łączących odbiorcę z siecią zasilającą

## 2. Techniczne możliwości sterowania poziomami napięć i rozptywu mocy biernej

WO dysponują następującymi środkami umożliwiającymi regulację napięcia i mocy biernej:

- transformatory zasilające z podobciążeniowym przełącznikiem zaczeptów
- generatory synchroniczne elektrociepłowni
- baterie kondensatorów, zainstalowane lokalnie przy poszczególnych odbiorach lub/ oraz zainstalowane na szynach rozdzielni zasilającej/elektrociepłowni.

W czasie szczytu energetycznego regulacja mocy biernej pobieranej z sieci zasilającej WN odbywa się za pomocą opisanych środków, z zachowaniem zazwyczaj takiej samej kolejności. W procesie regulacji uczestniczą baterie kondensatorów zainstalowane na terenie elektrociepłowni/stacji zasilającej, natomiast



baterie kondensatorów działające na terenie wielkiego odbiorcy są załączone do pracy ciągłej (regulacja indywidualna). Z punktu widzenia pracy sieci zasilającej istotna jest wartość i współczynnik mocy pobieranej z tej sieci, dlatego WO należy rozpatrywać jako jeden złożony odbiór.

W dalszej części artykułu przedstawiono główne aspekty teoretyczne, związane z udziałem WO w regulacji napięć i rozplywu mocy biernej na rzecz systemu elektroenergetycznego.

W niniejszym opracowaniu skupiono się głównie na możliwości powstawania deficytu mocy biernej, skutkującym zbyt niskimi napięciami w SEE, co obecnie jest największym zagrożeniem. Tworząc zasady wykorzystania WO w celu wspomagania SEE w stanach awaryjnych, należałoby uwzględnić możliwość powstania również nadwyżki mocy biernej.

### 3. Celowość sterowania lokalnych źródeł mocy biernej

#### 3.1. Wstęp

Wystąpienie deficytu mocy biernej powoduje obniżenie napięcia w deficytowym obszarze i dopływ mocy biernej z sąsiednich, niedeficytowych obszarów. Przeciążenie mocą bierną na ogół nie ma charakteru ogólnosystemowego, chociaż w pewnych przypadkach może obejmować znaczne obszary.

Jeżeli moce bierne generowane i pobierane nie bilansują się, to występuje proces nieustalony stabilny lub niestabilny. W procesie stabilnym zostaje osiągnięty nowy stan ustalony przy nowych poziomach napięć. W procesie niestabilnym, mającym na ogół charakter aperiodyczny, występuje tzw. lawina napięcia.

Jeżeli:  $\sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} > 0$  to  $\frac{dU}{dt} > 0$  i U rośnie,

jeżeli:  $\sum_{i=1}^n Q_{gi} - \sum_{i=1}^m Q_{oi} < 0$  to  $\frac{dU}{dt} < 0$  i U maleje.

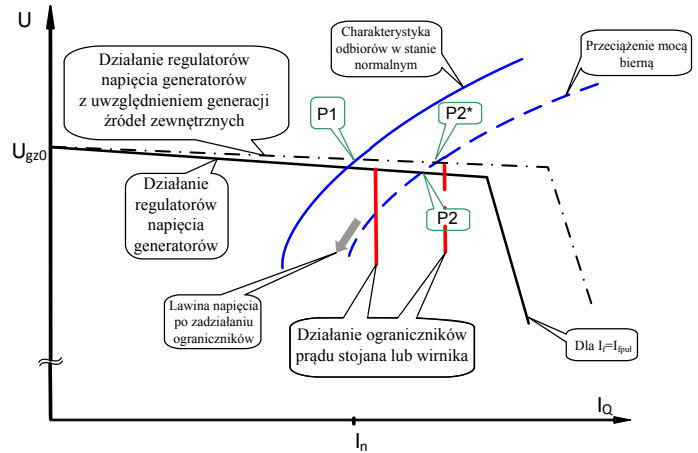
W celu przywrócenia stanu normalnego niezbędne jest doprowadzenie do zbilansowania generacji i poboru mocy biernej. W wielu przypadkach wykorzystanie lokalnych źródeł mocy biernej, w tym WO, do wspomaganie tego bilansowania mogłoby zdecydowanie przyczynić się do znacznego ograniczenia prawdopodobieństwa wystąpienia awarii napięciowej.

Lokalne źródła mogą zwiększyć bezpieczeństwo elektroenergetyczne, umożliwiając zbilansowanie mocy biernej przy niewielkich przeciążeniach.

Poniżej podano ilustrację pokazującą pozytywne skutki wykorzystania lokalnych źródeł mocy biernej.

#### 3.2. Wpływ regulacji mocy w elektrociepłowni przemysłowej WO

Ilustrację skutków deficytu mocy biernej pokazują rys. 2 i 3.



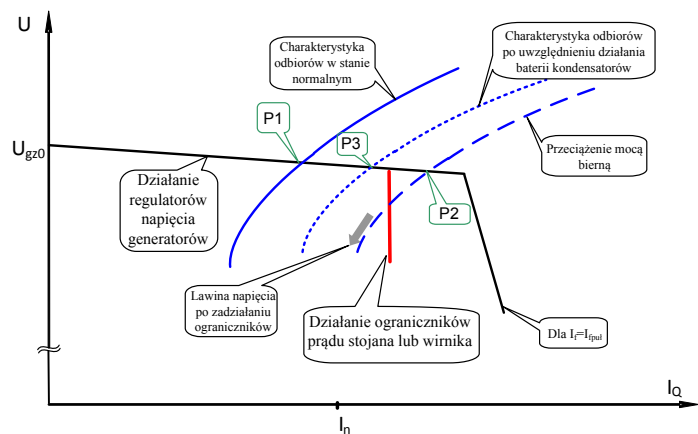
Rys. 2. Ilustracja wpływu lokalnej generacji w przypadku wystąpienia deficytu mocy biernej

Na rysunkach pokazano przejście do lawiny napięcia od stabilnego punktu pracy w stanie normalnym P1. Punkt ten leży w pobliżu granicy stabilności. Przy wzroście obciążenia mocą bierną punkt pracy P1 przesuwają się do nowego przecięcia się charakterystyk generacji i poboru mocy biernej. P2, nowy punkt pracy, nie jest punktem stabilnym, gdyż leży poza obszarem dopuszczalnych stanów generatorów. Ograniczniki, działające z opóźnieniem, wprowadzą – pokazane na rysunku – ograniczenie charakterystyk wytwarzania. Bez wykorzystania lokalnych źródeł powodują trwały deficyt mocy biernej i – pokazaną na rysunku – lawinę napięcia.

Uwzględnienie lokalnej generacji skutkuje zwiększeniem zakresu dyspozycyjnej mocy biernej, objawiające się na charakterystyce rys. 2 zmianą nachylenia oraz przesunięciem punktu działania ograniczników. Niewielka zmiana statyzmu charakterystyki skutkuje przesunięciem punktu pracy P2 do P2\*.

#### 3.3. Wpływ regulacji baterii kondensatorów

Podobną analizę można przeprowadzić dla przypadku, w którym zwiększony pobór mocy biernej zostanie pokryty mocą załączonych do pracy baterii kondensatorów statycznych (rys. 3).



Rys. 3. Ilustracja wpływu działania lokalnej baterii kondensatorów w sytuacji wystąpienia deficytu mocy biernej

W wyniku przeciążenia mocą bierną stabilny punkt pracy P1 przesunie się do punktu P2. Podobnie jak w poprzednim przypadku, jest to punkt niestabilny ze względu na ograniczenie charakterystyki wytwarzania. Załączenie do pracy baterii kondensatorów spowoduje odciążenie generatorów – przesunięcie charakterystyki odbiorów – i ustalenie się nowego stabilnego punktu pracy P3.

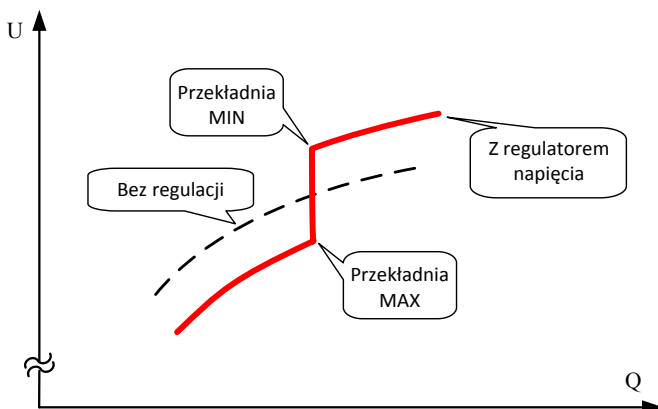
## 4. Wpływ regulacji napięcia transformatorów na charakterystyki zewnętrzne wielkiego odbiorcy

### 4.1. Wstęp

W znakomitej większości przypadków sieć wewnętrzna WO charakteryzuje się znacznym nasyceniem odbiorami silnikowymi i bateriami kondensatorów. Ponieważ ich udział w obciążeniu transformatora zasilającego jest znaczny, z dużym prawdopodobieństwem można przypuszczać, że współczynnik podatności napięciowej ( $dQ/dU$ ) ma znak ujemny lub jest bliski zera. W takim przypadku blokowanie regulacji transformatora jest niewskazane, gdyż może doprowadzić do pogłębienia deficytu mocy biernej. Fakt ten jest o tyle istotny, że nie wszyscy WO korzystają z automatycznej regulacji przekładni transformatora. Często zdarza się, że regulatory pracują z nastawioną bardzo dużą zwłoką czasową, w trybie regulacji ręcznej, lub nie są regulowane.

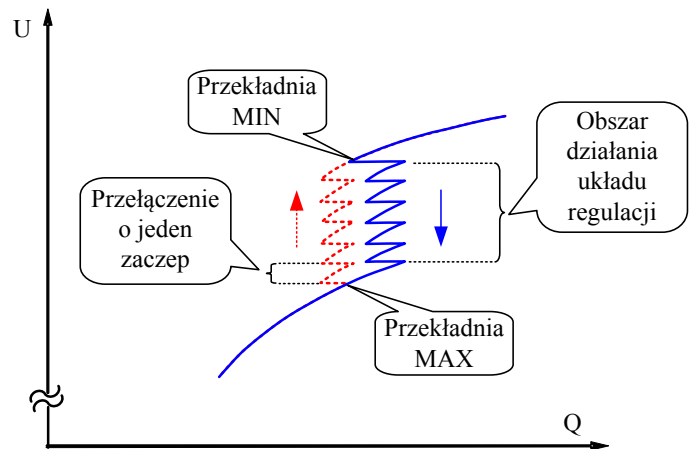
### 4.2. Wpływ regulacji transformatora na charakterystykę $Q = f(U)$

Przy stałej przekładni obniżenie napięcia po stronie zasilania transformatora powoduje odpowiadające mu obniżenie napięcia po stronie wtórnej. Jeżeli regulator napięcia – pomimo obniżenia napięcia po stronie pierwotnej – utrzyma stałe napięcie po stronie wtórnej, to moc bierna pobierana nie będzie zależna od zmian napięcia po stronie pierwotnej i  $Q = const$  (rys. 4). Stan taki będzie miał miejsce tylko wtedy, gdy przełącznik zaczepek nie osiągnie jednego ze skrajnych położeń. W takim przypadku regulator nie będzie w stanie utrzymywać stałego napięcia po stronie wtórnej i charakterystyka  $Q = f(U)$  zacznie przybierać postać zbliżoną do części charakterystyki bez regulatora, z modyfikacją spowodowaną zmienioną przekładnią w stosunku do wartości znamionowej.



Rys. 4. Wpływ regulacji transformatora na charakterystykę  $Q = F(U)$ , uproszczenie: regulacja ciągła

W rzeczywistości układ regulacji transformatora jest układem regulacji nieciągłej ze strefą nieczułości. Ilustrację takiego przypadku pokazano na rys. 5.

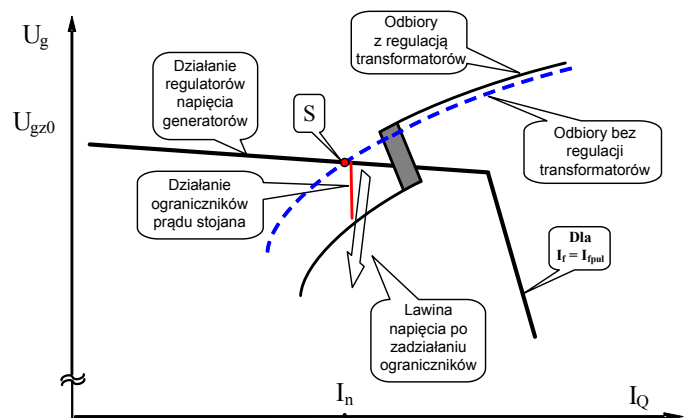


Rys. 5. Wpływ regulacji transformatora na charakterystykę  $Q = F(U)$  z uwzględnieniem nieciągłości układu regulacji

Charakterystyki pokazane na rysunkach obowiązują dla stanów ustalonych (po zakończeniu procesu regulacji). W przedstawionej postaci charakterystyki te mogą być wykorzystywane tylko w przypadkach powolnych zmian napięcia, wolniejszych niż działanie układów regulacji transformatorów. W chwili bardzo dużych przeciążeń prędkość zmian napięcia może być tak duża, że regulatory nie zdążą zadziałać. W takich sytuacjach do rozważań należy przyjmować charakterystyki pomijające działanie układów regulacji transformatorów z takimi przekładniami jak przed zakłóceniem.

### 4.3. Niekorzystny wpływ działania regulatorów napięcia transformatorów przy deficycie mocy biernej

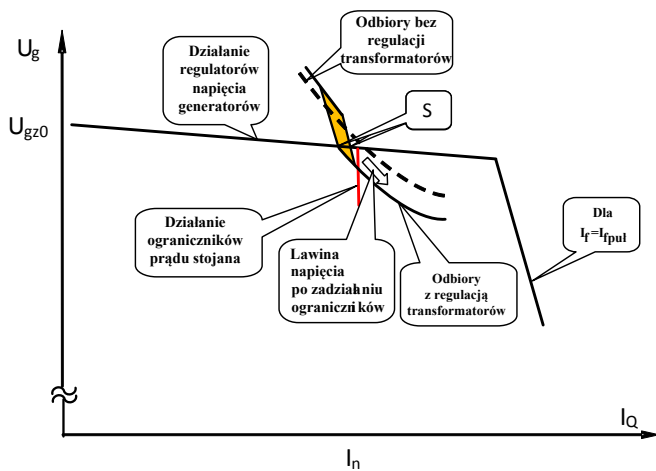
W przypadku powolnych zmian stanu i rosnącym deficycie mocy biernej ma miejsce sytuacja przedstawiona na rys. 6.



Rys. 6. Ilustracja niekorzystnego wpływu regulatorów napięcia transformatorów WO przy deficycie mocy biernej, gdzie: S – stabilny punkt stanu ustalonego bez działania regulatora napięcia,  $I_{Tput}$  – pułap prądu wzbudzenia. Szare pole pokazuje nieciągłość układu regulacji napięcia

Przy stałej przekładni uzyskuje się stabilny punkt pracy poniżej progu działania ograniczników. Działanie układu regulacji transformatora może spowodować zadziałanie ograniczników i lawinę napięcia.

Jak już wspomniano, w sieciach wewnętrznych WO z dużą liczbą napędów asynchronicznych i znaczącą mocą kondensatorów często  $dQ_o/dU < 0$ . Oznacza to, że przy obniżaniu się napięcia pobierana moc bierna rośnie. W takiej sytuacji, naturalna charakterystyka odbiorów jest wyraźnie mniej korzystna od charakterystyki zdeterminowanej przez działanie regulatora napięcia transformatora, utrzymującego w pewnym zakresie stałe napięcie i wynikający z tego stały pobór mocy biernej.



Rys. 7. Ilustracja korzystnego wpływu regulatorów napięcia transformatorów WO przy deficycie mocy biernej, gdzie: S – stabilny (rozmyty) punkt stanu ustalonego, z działaniem regulatora napięcia,  $I_{r_{pul}}$  – pułp prądu wzbudzenia. Szare pole pokazuje nieciągłość układu regulacji napięcia, a jego pochylenie wynika ze wzrostu prądu po stronie pierwotnej transformatora przy stałej mocy.

Opisana szkodliwość blokowania regulatorów jest wyjaśniona dla sytuacji pokazanej na rys. 7. Przy charakterystykach poboru mocy biernej przez WO, o nachyleniu  $dQ_o/dU < 0$ , działający regulator napięcia transformatora prowadzi do uzyskania stabilnego, rozmytego punktu pracy S, natomiast blokowanie działania regulatora prowadzi do trwałego deficytu mocy biernej, powodującego niestabilność aperiodyczną lawinę napięcia. Reasumując, dla wskazania zasadności wydłużenia opóźnienia czasowego zadziałania czy wręcz blokowania automatycznej regulacji konkretnego transformatora konieczna jest, co najmniej, znajomość współczynnika podatności napięciowej odbiorów widzianych z zacisków danego transformatora. W znakomitej większości przypadków współczynnik podatności napięciowej WO  $dQ_o/dU$  będzie miał wartość ujemną. Tym samym dla ograniczenia poboru mocy biernej WO wskazanym byłaby szybka regulacja transformatora.

Pomiar charakterystyk dla oszacowania ich wpływu na stabilność napięciową może być dokonany w czasie eksploatacji przez personel właściciela sieci dystrybucyjnej. Możliwa jest również automatyzacja tego procesu i uwzględnienie wyników takiego

pomiaru w algorytmie regulacji transformatora. Przykład takiego algorytmu zawarto w [4].

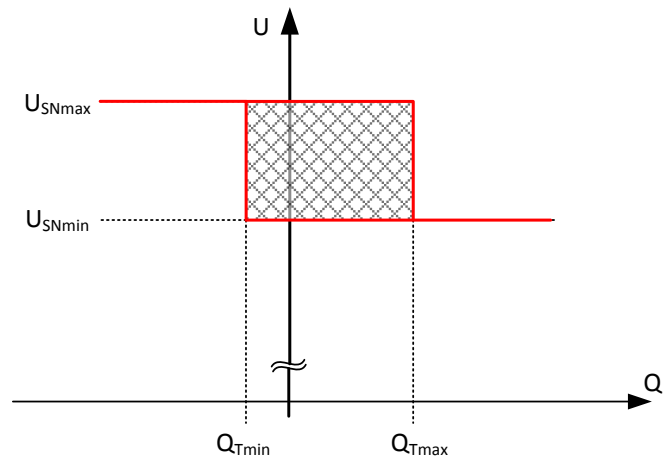
## 5. Koordynacja algorytmów działania układów regulacji WO

Nadrzędnym celem układów regulacji napięcia WO jest utrzymanie akceptowalnych poziomów napięć wewnątrz sieci zakładowej oraz nieprzekraczanie wymaganego współczynnika  $tg(\varphi)$ . Mając na uwadze powyższe, pożądane byłoby, aby poziom napięcia w sieci WO był utrzymywany za pomocą generatorów i baterii kondensatorów. Ze względu na fakt, że większe koszty generuje wytwarzanie mocy biernej przez generator synchroniczny niż baterię kondensatorów, wskazana byłaby właściwa koordynacja pomiędzy układami regulacji baterii kondensatorów i generatorów.

Regulatory transformatorów WN/SN powinny natomiast mieć charakterystyki zapewniające:

utrzymywanie wartości mocy biernej w zadanym przedziale  $Q_{Tmin} \div Q_{Tmax}$ , jeżeli napięcie po stronie SN mieści się w przedziale  $U_{SNmin} \div U_{SNmax}$  przejęcie zadania utrzymywania napięcia po stronie SN po wyczerpaniu się możliwości generatorów i baterii kondensatorów w przypadku współpracy równoległej kilku transformatorów, utrzymywanie założonego, proporcjonalnego do mocy znamionowej odpowiednich uzwojeń transformatorów, rozdziału mocy biernej.

Przykładową charakterystykę regulatorów transformatorów pokazano na rys. 8.



Rys. 8. Charakterystyka transformatora z regulatorem

Należy pamiętać, aby wartość stref nieczułości dobrać niezależnie dla zmiennych  $U$  i  $Q$ . Powinny zapewniać stabilną pracę układu regulacji na granicach obszaru nie działania regulatora (szare pole na rys. 8). W przypadku zmiany kryterium regulacji z regulacji mocy biernej na regulację napięcia konieczna jest też zmiana opóźnienia czasowego. Dla zmiennej  $U$  powinny zapewniać możliwie szybkie sterowania przełączników zaczepów. Potrzeba działania, w celu utrzymania bezpiecznej dla WO wartości napięcia, występuje zazwyczaj rzadko i szybkie

przełączenia nie spowodują znaczącego wzrostu liczby przełączeń. Zmniejszy natomiast negatywny wpływ obniżania napięcia, gdy współczynnik  $dQ_o/dU < 0$ .

Współdziałanie układów regulacji generatorów i transformatorów powinno przebiegać następująco:

### Stany normalne

- W stanach normalnych regulatory generatorów i transformatorów pracują autonomicznie.
- Regulatory generatorów z wartościami zadanymi napięcia, korygowanymi sporadycznie przez personel nastawni, zapewniają prawidłowy rozdział mocy biernej pomiędzy współpracujące generatory.
- Regulatory generatorów utrzymują zadaną wartość napięcia na szynach SN w pełnym przedziale generacji lub poboru mocy biernej.
- Regulatory transformatorów utrzymują pobór mocy biernej (rys. 8) w granicach zapewniających uniknięcie opłat za wskazania liczników kvarh (tzw. energii biernej).

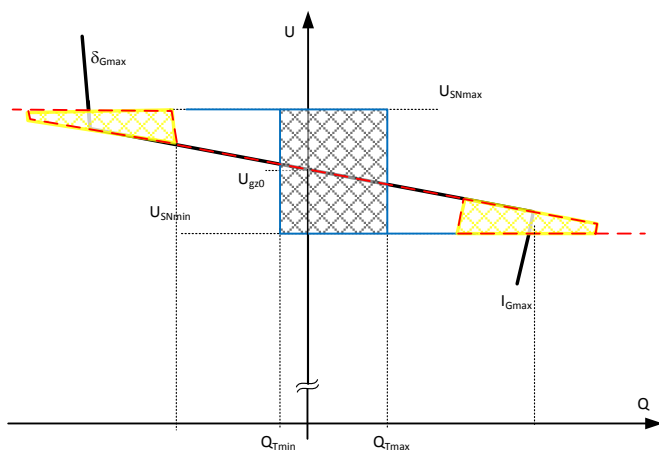
### Stany nienormalne

- Po wyczerpaniu możliwości utrzymania zadanej wartości napięcia przez generatory zadanie, utrzymania zadanej wartości napięcia przejmują regulatory transformatorów.

### Stany awaryjne

- W stanach awaryjnych, takich jak zwarcia w sieci WN lub SN, krótkotrwałe zapady napięcia itp., układy regulacji transformatorów nie powinny działać. Układy regulacji generatorów powinny reagować szybko, zgodnie z aktualnymi charakterystykami, w celu podtrzymania stabilności współpracy elektrociepłowni WO z systemem elektroenergetycznym i zapewnienia prawidłowego działania zabezpieczeń elektroenergetycznych.

Po nałożeniu się charakterystyk układów regulacji generatorów i transformatorów zainstalowanych u WO otrzymuje się wypadkową charakterystykę zewnętrzną WO, pokazaną na rys. 9.



Rys. 9. Wypadkowa charakterystyka generatorów i transformatorów, gdzie:  $U_{gz0}$  – wartość zadana napięcia przy biegu jałowym,  $I_{Gmax}$  – ograniczenie prądów stojana lub wirnika,  $\delta_{max}$  – ograniczenie kątów mocy

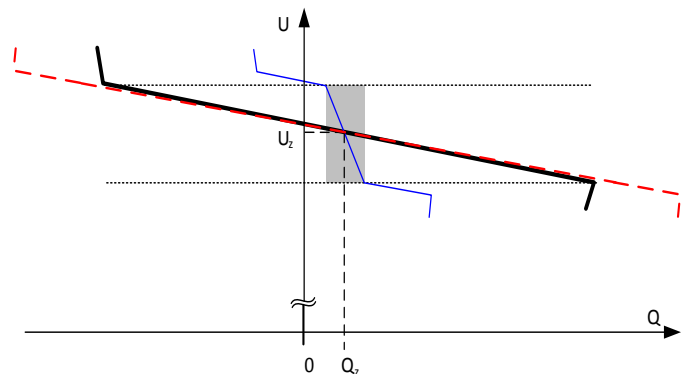
Na rys. 9 zaznaczono dwa charakterystyczne obszary. Pierwszy – ograniczony przez proste  $Q_{Tmin} \div Q_{Tmax}$  oraz  $U_{SNmin} \div U_{SNmax}$  – jest obszarem, w którym nie działają układy regulacji transformatorów. Drugi – zaznaczony kolorem żółtym na krańcach charakterystyki – przedstawia rozmytą, wynikającą z działania układów regulacji transformatorów część wypadkowej charakterystyki.

## 6. Koordynacja algorytmów działania lokalnych i nadrzędnych układów regulacji oraz dyspozycji mocy

Poza koniecznością koordynacji algorytmów działania układów regulacji WO konieczna jest również wzajemna koordynacja nadrzędnych układów regulacji i układów regulacji WO. Algorytmy działania lokalnych i nadrzędnych układów regulacji oraz dyspozycji mocy powinny być skoordynowane tak, aby:

- w stanach normalnych – układy systemowe oraz dyspozycje mocy optymalizowały pracę zgodnie z wymaganiami dla stanów normalnych, a układy lokalne zapewniały np. optymalizację taryfową (np. zadany  $tg(\varphi)$ )
- W stanach nienormalnych lub zagrożeniowych – układy systemowe oraz dyspozycje mocy oraz układy lokalne zapewniały możliwość maksymalnego rozszerzenia zakresu dyspozycyjnej mocy biernej (generacji lub poboru).

Przykład takiej koordynacji, pomijając rozmytą część charakterystyki pokazanej na rys. 9, zilustrowano na rys. 10.



Rys. 10. Propozycja koordynacji algorytmów działania układów regulacji napięcia i mocy biernej, gdzie: kolor czarny – układ regulacji w systemie elektroenergetycznym, kolor niebieski – układ regulacji lokalnych źródeł mocy biernej, kolor czerwony – suma działania układów regulacji, szare pole – przykład regulacji lokalnych źródeł w stanach normalnych

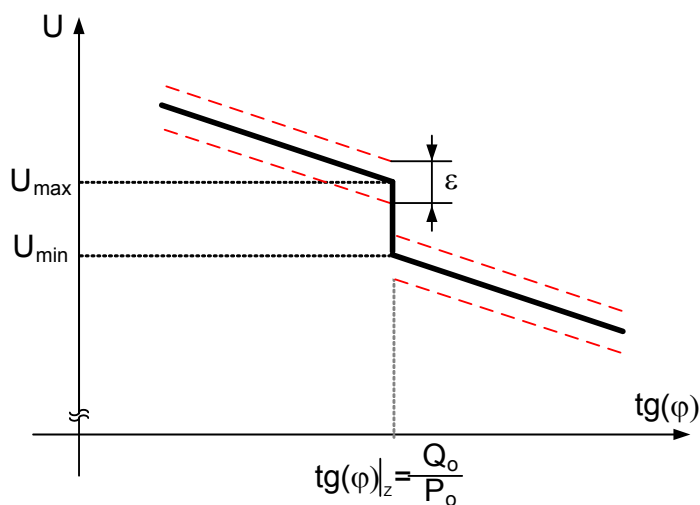
Jak pokazano na rys. 10, skoordynowane działanie lokalnych układów regulacji z układami nadrzędnymi i działaniem dyspozycji mocy wyraźnie rozszerza zakres dyspozycyjnej mocy biernej. Korzyści wynikające z opisanego skoordynowanego działania i wykorzystania możliwości regulacyjnych WO są oczywiste. Opisana koordynacja współdziałania powinna być powszechnie stosowana, a obowiązek ten należałoby ująć w przepisach, np. w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci.



Stosowane obecnie prymitywne taryfy powinny być zmienione, aby znieść ograniczenia wykorzystywania lokalnych źródeł.

## 7. Algorytm sterowania bilansem mocy biernej wielkiego odbiorcy umożliwiający wspomaganie see w stanach zaburzenia bilansu mocy biernej w SEE

Zakładając, że wielki odbiorca wyrazi chęć świadczenia usług na rzecz właściwego operatora, algorytm pracy odbiorcy mógłby być realizowany wg charakterystyki pokazanej na rys. 12. Istnieją jednak ograniczenia związane z prawami własnościowymi i priorytetem, jakim dla wielkiego odbiorcy jest utrzymanie własnej produkcji. Dlatego też nadrzędną sprawą dla wielkiego odbiorcy nie będzie utrzymywanie stałego napięcia w jego otoczeniu. Takie ograniczenie powoduje, że wielcy odbiorcy będą w pierwszej kolejności sterować wg własnych algorytmów, aby w pierwszej kolejności utrzymać bez zakłóceń proces produkcyjny zakładu. Można jednak sobie wyobrazić, że przy spełnieniu pierwszego kryterium (odpowiednie poziomy napięcie wewnątrz zakładu) oraz pewnym zapasie regulacyjnej mocy biernej moc ta zostanie wykorzystana na potrzeby SEE. Przykładowy algorytm regulacji przedstawia poniższa charakterystyka.



Rys. 11. Charakterystyka  $U = f(Q)$  umożliwiająca wspomaganie przez wielkiego odbiorcę SEE w stanach wskazujących na deficyt mocy biernej

Przedstawiona na rys. 11 charakterystyka opisuje w sposób uogólniony algorytm sterowania mocą dyspozycyjną wielkiego odbiorcy. Przyjęcie takiego sposobu sterowania umożliwia spełnienie trzech kryteriów:

- w stanie normalnej pracy, w obszarze określonym przez wartości napięcia  $U_{min}$ ,  $U_{max}$  WO utrzymuje stałą, zgodną z zawartą umową wartość współczynnika  $tg(\varphi)$
- poza tym obszarem następuje wspomaganie systemu poprzez dodatkową generację lub pobór mocy biernej
- występuje automatyczna koordynacja pomiędzy układami regulacji WO a układami regulacji nadrzędnej.

Zależnie od dostępnych środków zmiany mocy biernej WO należy uwzględnić pewną strefę nieczułości (skokowa zmiana mocy baterii kondensatorów).

Regulator kształtujący charakterystykę pokazaną na rys. 11 mógłby zostać zainstalowany u wielkiego odbiorcy. Wtedy to WO w sposób automatyczny zmieniałby kryterium regulacji z utrzymania stałej wartości współczynnika  $tg(\varphi)$ . Można również przyjąć takie rozwiązanie, w którym – po przekroczeniu granicznych wartości napięć w stacji objętej regulacją grupową przez układy RGWP – wysyłany będzie sygnał do wielkiego odbiorcy na zmianę kryterium regulacji ze wskazaniem kierunku działań (zwiększenie lub zmniejszenie wymiany mocy biernej z SEE). W takim przypadku zmiana mocy realizowana będzie z poziomu dyspozytora u WO.

## 8. Wnioski końcowe

Lokalne źródła mocy biernej mogą być uzupełnieniem źródeł podstawowych, poprawiającym bezpieczeństwo elektroenergetyczne. Źródła te są obecnie rzadko wykorzystywane do poprawy lokalnych bilansów mocy biernej. Umożliwienie sterowania tymi źródłami w stanach zagrożeniowych i awaryjnych na ogół nie wymaga znaczących nakładów finansowych. Ponadto współczesna technika umożliwia stosunkowo łatwe użycie potencjału tych źródeł.

Poza możliwością wykorzystania środków sterowania opisanych powyżej możliwe byłoby nawet rozważenie ewentualnego ograniczenia poboru mocy biernej poprzez wyłączenie niektórych urządzeń (analogia do powszechnie stosowanego SCO).

Wstępne rozmowy prowadzone z lokalnymi WO pozwalają stwierdzić, że byliby oni gotowi do sterowania mającego na celu wspomaganie systemu w stanach zagrożenia deficytem mocy biernej. Wszyscy jednak zastrzegają, że konieczne byłoby zwolnienie ich w takiej sytuacji z obowiązku dotrzymania  $tg\varphi$ .

Utrwalenie takiej postawy odbiorcy, przełożenie zapewnień słownych w rzeczywistość gotowość do świadczenia takiej usługi musi być poprzedzone zmianami legislacyjnymi. Należałoby zatem opracować skuteczne i interesujące dla wielkiego odbiorcy systemy rozliczeń za oferowaną usługę na rzecz operatora sieci przesyłowej lub operatora sieci dystrybucyjnej. Konieczne staje się wprowadzenie korzystnej z punktu widzenia WO taryfy za świadczenie usługi.



## BIBLIOGRAFIA

---

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007
  2. Machowski J. i in., Power System Dynamics, Stability and Control, John Wiley 2008.
  3. Małkowski R., Szczerba Z., Układy regulacji transformatorów sprzęgłowych w stacjach transformatorowych sieci przesyłowej. Stan obecny. Analiza – z uwzględnieniem stanów nienormalnych – zalecanych i niezbędnych zmian algorytmów działania regulatorów i stosowanych nastawień, w tym zwłok czasowych, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Gdańsk 2009, Punkt 8.4.11.A.
  4. Małkowski R., Szczerba Z., Nowy algorytm regulacji transformatorów zasilających sieć rozdzielczą, *Acta Energetica* 2012, nr 8.
- 

### Robert Małkowski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: r.malkowski@ely.pg.gda.pl

Studia magisterskie ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). W 2003 roku uzyskał stopień doktora. Aktualnie zatrudniony jest na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z energetyką wiatrową, awariami katastrofalnymi systemu elektroenergetycznego, jak również regulacją poziomów napięć i rozplywu mocy biernej w systemie elektroenergetycznym.

### Zbigniew Szczerba

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: szczerba@ely.pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. W Instytucie Energetyki kierował m.in. utworzonym przez siebie zespołem, który opracował wiele typów układów wzbudzenia i regulatorów napięcia generatorów o mocy od kilkuset kW, dla okrętownictwa, do 500 MW. W szczytowym okresie generatory sterowane przez te regulatory stanowiły 75% mocy krajowego systemu elektroenergetycznego. Dwukrotnie pełnił funkcję dziekana Wydziału Elektrycznego PG, a także piastował stanowisko prorektora ds. nauki (1990–1996). Pracował jako visiting-professor na Uniwersytecie Technicznym w Oranie w Algierii (1987–1990). Po powrocie do kraju zorganizował Katedrę Systemów Elektroenergetycznych na obecnym Wydziale Elektrotechniki i Automatyki.

Jest autorem lub współautorem ponad 50 patentów, ponad 200 prac naukowych, z których znaczna większość została zastosowana w praktyce.

## The Large Customer Reactive Power Control Possibilities

### Authors

Robert Małkowski  
Zbigniew Szczerba

### Keywords

voltage control, reactive power control, large customer

### Abstract

In this paper, the authors wish to draw attention to the purpose, and the possibility of using local reactive power sources by Transmission Node Master Controller (TNMC). Large Customers (LC) are one of the possible reactive power sources. The paper presents the issues related to the need for coordination between the control systems installed in the LC network, and coordination between control systems the LC as well as master control systems in the network.

# Wykorzystanie kompensacji prądowej w regulatorach napięcia generatorów systemowych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

## Autorzy

Bogdan Sobczak  
Robert Rink  
Marek Głaz

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

kompensacja prądowa, regulator napięcia generatora

## Streszczenie

Kompensacja regulacji napięcia prądem generatora, przesuwa punkt regulacji napięcia z zacisków generatora w kierunku sieci lub do wewnątrz generatora. W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) kompensacja jest możliwa we wszystkich regulatorach napięcia dużych generatorów, jednak stosowana jest tylko wówczas, gdy pracują one na wspólne szyny średniego napięcia. Podobnie jest w zdecydowanej większości systemów europejskich. Tymczasem przesunięcie punktu szybkiej regulacji napięcia w stronę sieci, wydaje się mieć dość istotne zalety, których nie ma wolniejsza wtórna regulacja napięcia, realizowana w KSE przez układy automatycznej regulacji napięcia elektrowni (ARNE)<sup>1</sup>. Korzyścią stosowania kompensacji jest m.in. usztywnienie napięć w sieci przesyłowej, a więc poprawa jakości napięcia także w sieciach niższych napięć. W warunkach dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej wykorzystującej wiatr i słońce, zwiększającej zmienność m.in. napięcia sieci, ten efekt zastosowania kompensacji może okazać się szczególnie ważny. W ubiegłym roku operator PSE SA, rozpoczął realizację obszernej dwuetapowej pracy poświęconej zastosowaniu kompensacji regulacji napięcia w generatorach elektrowniach Bełchatów, Kozienice, Ostrołęka i Żarnowiec. Artykuł prezentuje wybrane zagadnienia, uzyskane w pierwszym etapie prac, który był poświęcony w większości badaniom modelowym.

## 1. Wprowadzenie

Kompensacja, wykorzystując pomiar fazora prądu generatora i pewną przyjętą impedancję, pozwala zastąpić napięcie mierzone na zaciskach generatora zsyntetyzowanym napięciem w wybranym fikcyjnym punkcie, przesuniętym w stronę zastępczej SEM generatora lub w stronę sieci.

$$V_c = \left| \bar{V}_T + \bar{Z}_c \bar{I}_T \right| \quad (1)$$

W przypadku dużych generatorów pracujących na sieć przesyłową, rezystancję można pominąć i do kompensacji stosuje się tylko reaktancję.

$$V_c = \left| \bar{V}_T + jX_c \bar{I}_T \right| \quad (2)$$

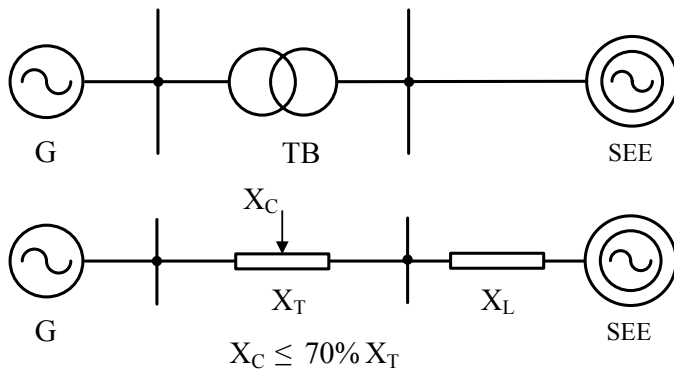
Praca dotyczy kompensacji, która przesuwa punkt regulacji napięcia w stronę sieci do fikcyjnego punktu, zlokalizowanego wewnątrz reaktancji transformatora blokowego.

W przypadku kompensacji w kierunku zastępczej SEM generatora (nie omawianym tu) przypomnijmy, że jej zadaniem jest uzyskanie stabilności regulacji napięcia generatorów pracujących na wspólne szyny średniego napięcia. Regulacja napięcia bez kompensacji w tym samym punkcie przez dwa niezależne regulatory o zbliżonej szybkości regulacji, zwykle prowadzi do niestabilności albo przynajmniej do niepożądanego zróżnicowania udziału generatorów w regulacji. Reguła ta dotyczy także kompensacji w kierunku sieci, punktem efektywnej regulacji napięcia generatorów nie mogą być wspólne szyny rozdzielni wysokiego napięcia. Zachowanie odpowiedniej jakości regulacji napięcia na generatorze, a także ewentualna zmiana wartości reaktancji transformatora po zmianie przekładni, prąd zasilający potrzeby własne i możliwość zmian częstotliwości ogranicza kompensację do maksymalnie 60–70% reaktancji transformatora blokowego.

Kompensacja jest zazwyczaj określana w odniesieniu do impedancji bazowej generatora lub względem reaktancji

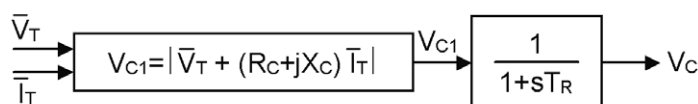
<sup>1</sup> Analiza działania ARNE, omawiana w tym artykule, pokazała możliwość wprowadzenia kompensacji po wprowadzeniu zmian, w niektórych nastawach tej automatyki.

transformatora blokowego, rozróżnienie wynika z kontekstu użycia. Ilustracja kompensacji 50% reaktancji transformatora blokowego pokazana została na rys. 1.



Rys. 1. Ilustracja regulacji napięcia z kompensacją części reaktancji transformatora blokowego

W standardzie IEEE [1] kompensacja jest zdefiniowana członem pokazanym na rys. 2, który oprócz formuły obliczania skompensowanego napięcia, zawiera również filtr odwzorowujący pomiar napięcia i prądu generatora (filtr jest wspólny, bo pomiar obydwu sygnałów jest realizowany ze zbliżoną stałą czasową wynoszącą zazwyczaj 10÷20 ms). W [1] znajdują się informacje, że w zastosowaniach, w których  $R_C \ll X_C$  (duże generatory pracujące na sieć przesyłową) rezystancja może być pominięta, oraz, że kompensacja, w której wykorzystuje się sygnały mocy czynnej i biernej jest w praktyce równoważna kompensacji prądem i nie ma potrzeby jej oddzielnego omawiania.



Rys. 2. Człon kompensacji w standardzie IEEE [1]

Programy analizy systemowej, takie jak PSS/E, PSLF, czy też wykorzystywane przez autorów pakiet programów DSAT, dają możliwość wprowadzenia kompensacji napięcia, jednak jest to realizowane w różny sposób:

- w programie PSS/E kompensacja jest definiowana za pomocą jednego z dwóch modeli: IEEEVC, który realizuje formułę (1) i COMP, który realizuje formułę (2), ale ze znakiem odejmowania kompensacji  $V_c = |\bar{V}_T - X_C \bar{I}_T|$  w programie PSLF rezystancję  $R_C$  i reaktancję  $X_C$  kompensacji wprowadza się razem z danymi dynamicznymi modelu generatora. Stosowana jest formuła (1) ze znakiem odejmowania kompensacji  $V_c = |\bar{V}_T - (R_C + jX_C) \bar{I}_T|$

- w programach pakietu DSAT parametry kompensacji  $R_C$   $X_C$  wprowadza się do modeli regulatorów napięcia. Stosowana jest formuła (1).

W wymienionych programach, wprowadzenie do regulacji napięcia kompensacji mocą jest dostępne jedynie poprzez opracowanie modelu użytkownika regulatora napięcia. Wykorzystując zamiast kompensacji mocą kompensację prądem należy pamiętać, że dla napięć różnych od nominalnego i dużej impedancji takie odwzorowanie nie jest dokładne.

## 2. Techniczne możliwości stosowania kompensacji w regulatorach napięcia generatorów systemowych KSE. kompensacja w innych systemach

Dokonano przeglądu rozwiązań kompensacji w regulatorach napięcia dużych bloków KSE. Stwierdzono, że zgodnie z wymaganiami Urzędu Regulacji Energetyki IRIESP<sup>2</sup>: „Zakres nastaw kompensacji prądowej regulatora napięcia jednostki wytwórczej nie powinien być mniejszy niż  $\pm 15\%$  dla mocy czynnej i biernej”. We wszystkich badanych regulatorach napięcia możliwe jest wprowadzenie kompensacji. Dotyczy to również jeszcze pracujących regulatorów analogowych. Możliwe są obydwa wspomniane powyżej rodzaje kompensacji: (a) prądem generatora, (b) mocą czynną i bierną generatora, jak również (c) kompensacja składową czynną i bierną prądu generatora. Rozwiązanie (a) zastosowano np. w regulatorach cyfrowych DECS firmy Basler (El. Koziernice), w regulatorze P320AVR firmy Alstom (nowy blok El. Bełchatów). Rozwiązanie (b) działa w regulatorach cyfrowych wyprodukowanych przez Instytut Energetyki, w regulatorze ABB UNITROL (El. Turów, El. Siersza). Rozwiązanie (c) obowiązuje jeszcze w regulatorach analogowych. We wszystkich analizowanych regulatorach kompensację można wprowadzić bez ingerencji w oprogramowanie (ewentualnie elektronikę) urządzenia.

Dla rozwiązania (b) skompensowane napięcie wynosi:

$$V_C = V_T + K_P * P + K_Q * Q \quad (3)$$

a dla rozwiązania (c):

$$V_C = V_T + K_P * I_P + K_Q * I_Q \quad (4)$$

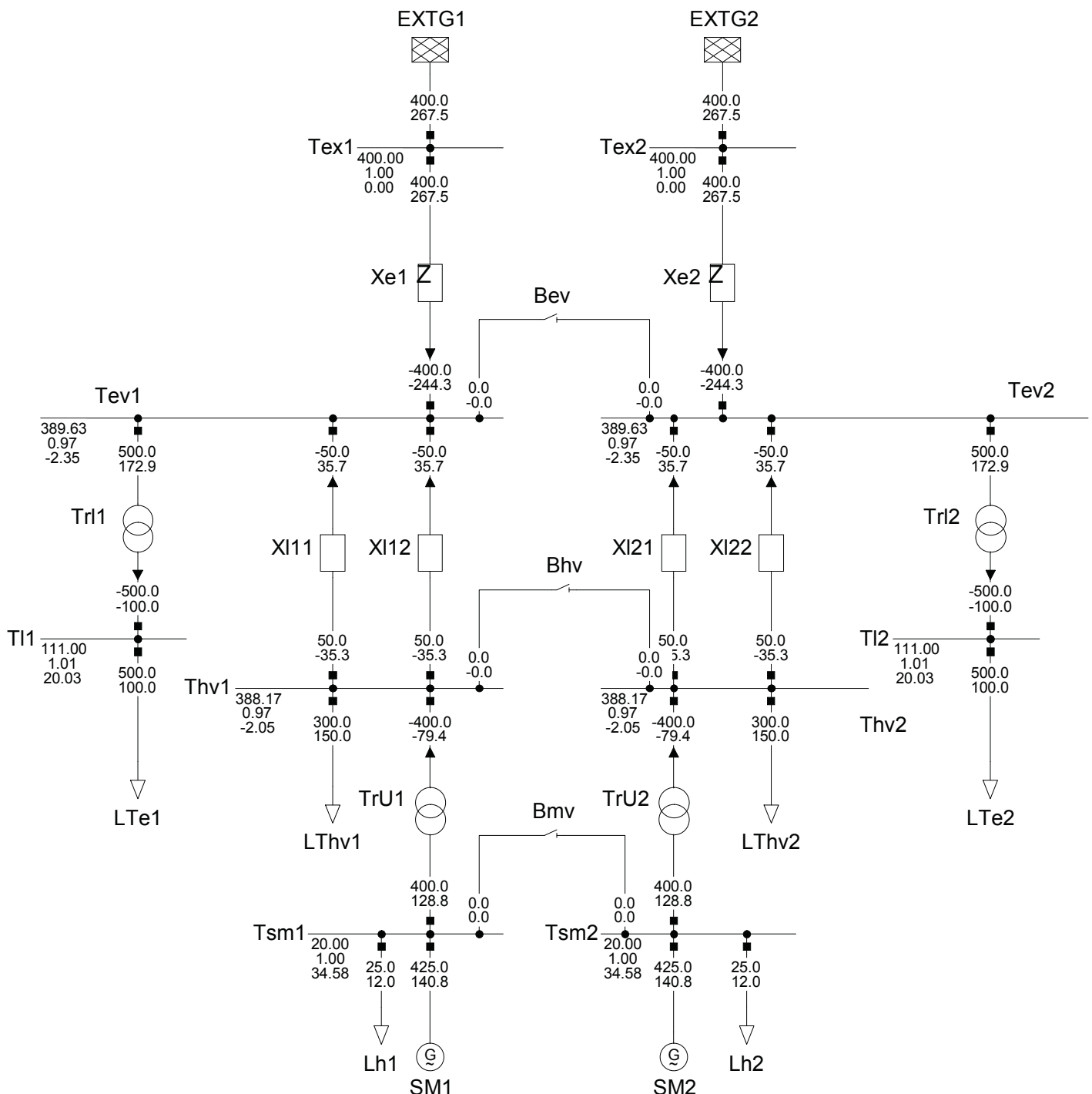
W pracy dokonano również przeglądu stosowania i wykorzystania kompensacji w regulatorach napięcia w innych systemach. Analiza rozwiązań układów regulacji napięcia stosowanych w systemach europejskich pokazała, że kompensacja regulacji napięcia w stronę sieci jest stosowana tylko w dwóch systemach elektroenergetycznych: Czech i Belgii. W systemie czeskim napięcie jest kompensowane prądem biernym. Współczynnik  $K_Q$  wynosi zawsze 0,05. W systemie belgijskim jest stosowana kompensacja mocą bierną ze współczynnikiem  $K_Q$  równym 0,03. a w kilku przypadkach 0,02.

<sup>2</sup> Zapis IRIESP byłby bardziej precyzyjny, gdyby zakres kompensacji podano dla składowej czynnej i biernej prądu jednostki wytwórczej.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dostarczał regulatory napięcia dla dużych jednostek wytwórczych, w takich krajach jak: USA, Litwa, Kazachstan, łącznie z ich uruchomieniem i wprowadzeniem nastaw. W każdym z dostarczanych regulatorów była dostępna kompensacja regulacji napięcia mocą bierną i czynną, ale w żadnym przypadku właściciel nie wymagał wprowadzenia niezerowych nastaw kompensacji.

### 3. Analiza wpływu kompensacji regulacji napięcia na dynamikę generatora

Badania wpływu kompensacji na dynamikę generatora przeprowadzono na układzie pokazanym na rys. 3, przy użyciu programu DigSilent Power Factory. Model zawiera dwa identyczne układy typu generator (500 MVA) – sieć zewnętrzna. Poprzez zamknięcie łączników *Bev* i/lub *Bhv* pomiędzy węzłami sieci 400 kV,



Rys. 3. Model do badania wpływu kompensacji na dynamikę generatora



odpowiednio  $Tev1$  i  $Tev2$  oraz  $Thv1$  i  $Thv2$ , uzyskuje się równoległą pracę obydwu generatorów na wspólną sieć. W przypadku łącznika  $Bhv$  jest to równoległa praca generatorów na wspólne szyny wysokiego napięcia (przypadek generatorów jednej elektrowni), natomiast zamknięcie łącznika  $Bev$  pozwala badać równoległą pracę dwóch elektrowni. Łącznik  $Bmv$  umożliwia badanie pracy generatorów na wspólne szyny średniego napięcia.

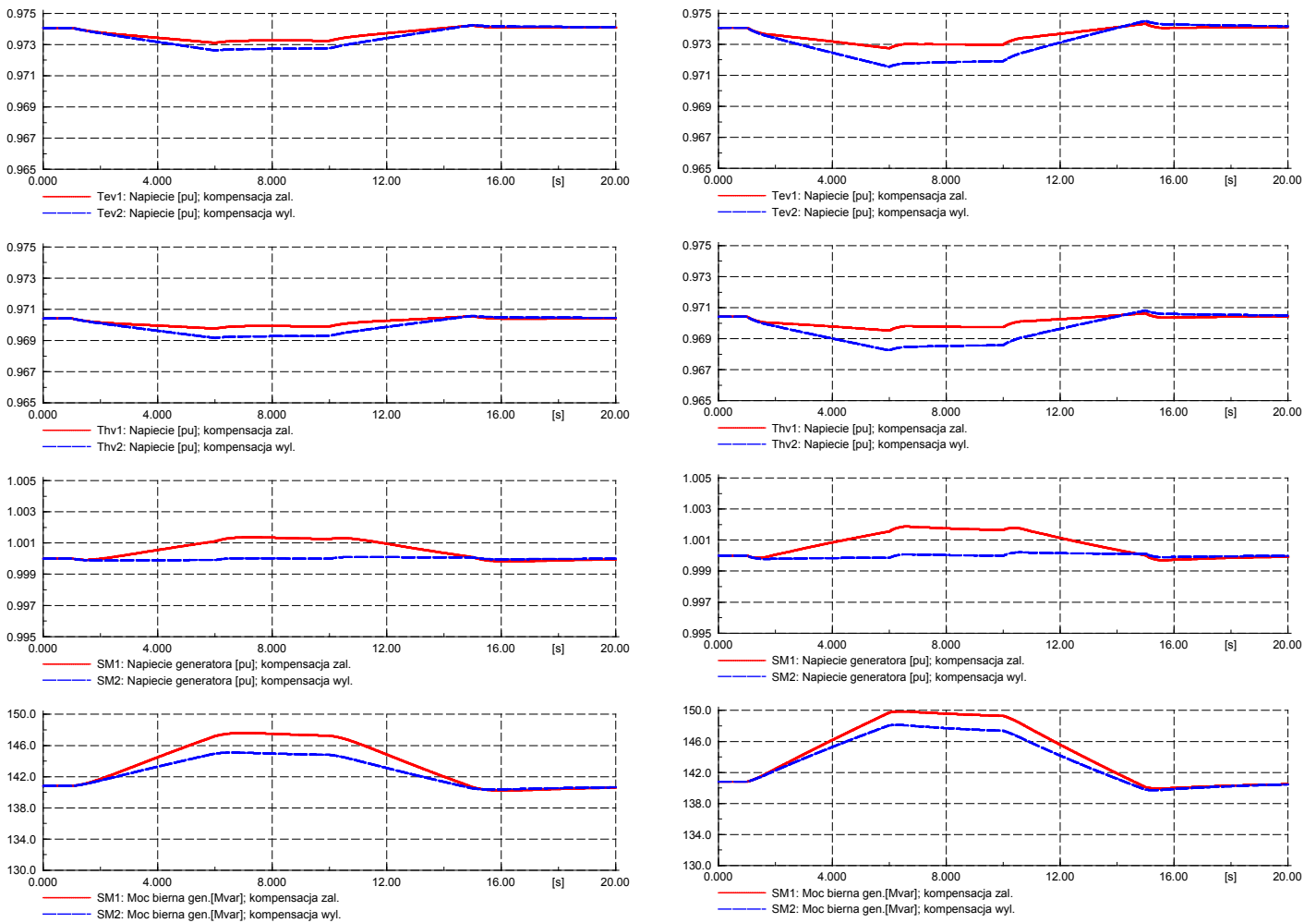
Model zawiera odbiory potrzeb własnych  $Lh1$ ,  $Lh2$ , odbiory  $Lthv1$ ,  $Lthv2$  oraz, przyłączone poprzez transformatory  $Trl1$ ,  $Trl2$  z regulacją napięcia po stronie niskiej odbiory,  $Lte1$  i  $Lte2$ . Identyczne generatory  $SM1$  i  $SM2$  mają regulatory napięcia typu ST1A [1] i stabilizatory typu PSS2B [1]. Do ich zamodelowania wykorzystano modele PSS/E ESST1A i PSS2A. Człon kompensacji (model użytkownika) w regulatorze napięcia generatora  $SM1$  umożliwia odwzorowanie wszystkich omawianych wyżej sposobów kompensacji. Modele użytkownika wykorzystano również do zamodelowania ograniczników prądu wzbudzenia, prądu stojana oraz kąta mocy.

W opisanym układzie badano wpływ kompensacji na regulację napięcia oraz na stabilność kątową dużych i małych zakłóceń. Porównanie sposobów kompensacji (a), (b) i (c) pokazało, że ze względu na regulację napięcia, stabilność kątową i napięciową,

są one praktycznie równoważne. Pewne różnice w przebiegach zaczynają być widoczne przy napięciach znacznie różniących się od napięcia znamionowego. Zaletą kompensacji mocą bierną i prądem biernym jest mniejsza wrażliwość na zmiany mocy czynnej generatora.

Kompensacja poprawia jakość regulacji napięcia w systemie. Rys. 4 pokazuje wpływ załączonej kompensacji prądowej ( $X_C = 0,1$ ;  $\sim 71\%$  reaktancji transformatora blokowego) w regulatorze napięcia generatora  $SM1$  na napięcie w węzłach sieci WN, po odwracalnej zmianie mocy biernej odbiorów  $Lte1$  i  $Lte2$  (rampa 2 Mvar/s trwająca 5 s) dla sieci sztywnej (moc zwarciowa sieci zewnętrznej 10 000 MVA) i miękkiej (2000 MVA). Wpływ kompensacji jest bardziej widoczny dla sieci miękkiej. Można powiedzieć, że kompensacja „uszywnia” napięcia w sieci. Na rys. 4 pokazano również przebiegi napięcia i mocy biernej generatorów, które pokazują, że generator z załączoną kompensacją silnie reaguje na zakłócenia zachodzące w sieci.

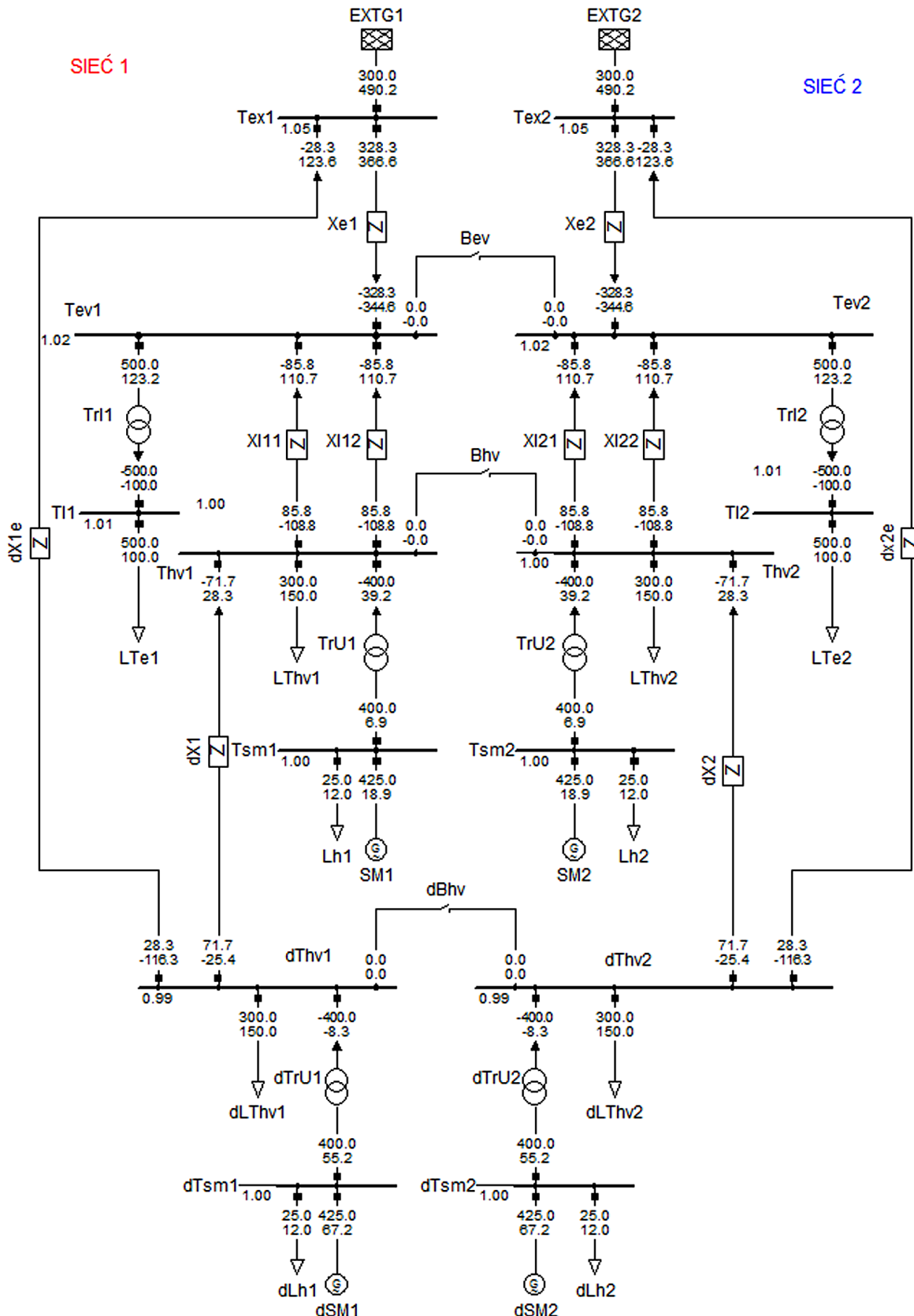
W celu określenia wpływu kompensacji na stabilność kątową małych zakłóceń, wyznaczano wartości własne układu z rys. 3 dla różnych metod i nastaw kompensacji oraz różnych punktów pracy generatorów. Stwierdzono, że kompensacja prądem i kompensacja mocą dają zbliżone rezultaty. Przy  $R_C, K_p = 0$  wpływ



Rys. 4. Wpływ kompensacji na napięcia w sieci, napięcie i moc bierną generatora dla sieci sztywnej (po lewej) i miękkiej po zmianie mocy biernej odbiorów

kompensacji na stabilność kątową małych zakłóceń jest niewielki, ale dodatni. Jedynie przy bardzo niskich napięciach generatora, poniżej poziomu  $0,9 U_N$ , zanotowano minimalne zmniejszenie tłumienia. Wartości niezerowe  $R_C$ ,  $K_p$  pozwalają uzyskać wyraźną poprawę tłumienia, jeżeli nie ma stabilizatora systemowego.

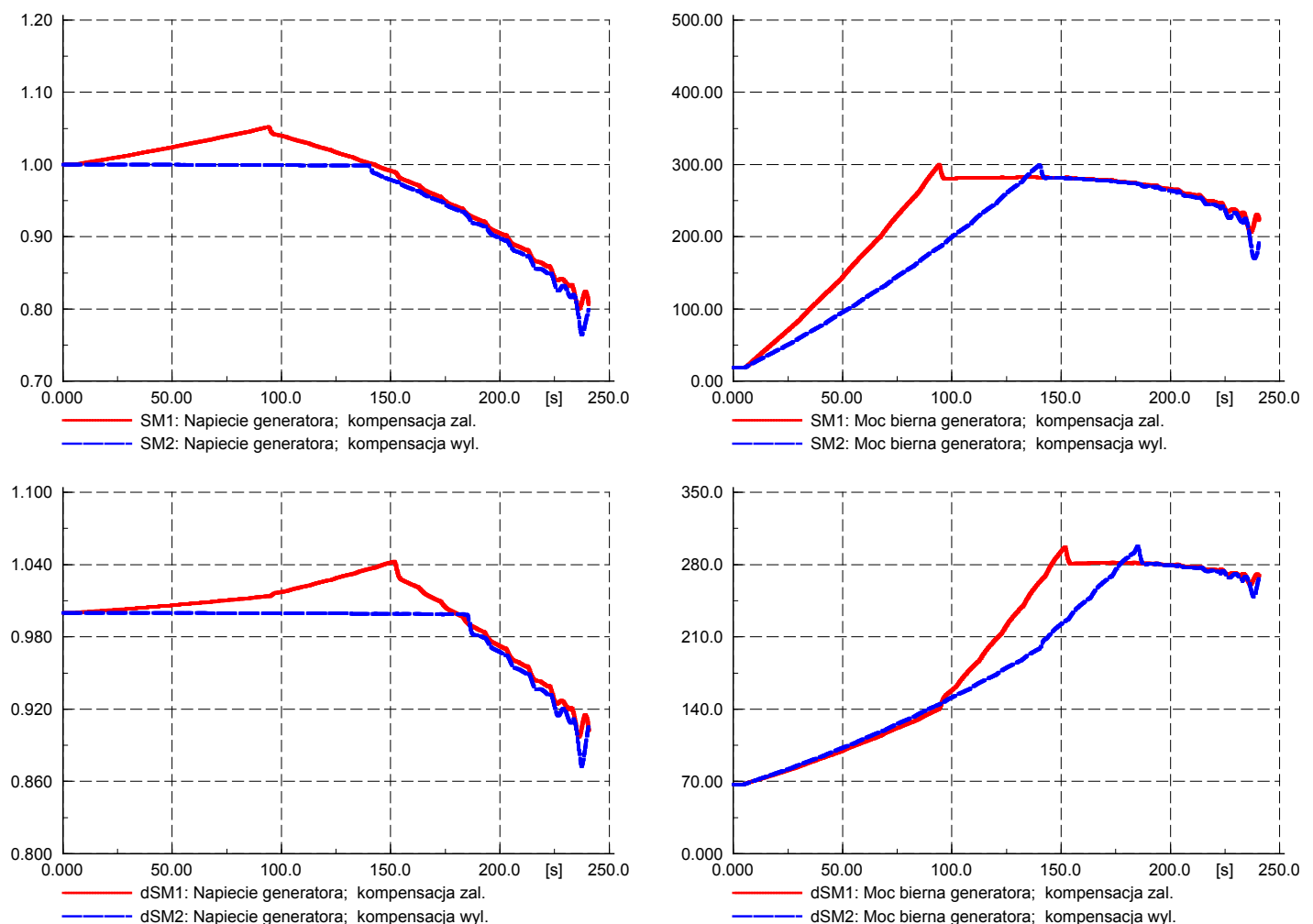
Przy załączonym stabilizatorze tłumienie jest duże i niewielka zmiana tłumienia przy załączonej kompensacji praktycznie nie ma znaczenia. Potwierdza to tezę zawartą w [1] o braku potrzeby wykorzystania  $R_C$  ( $K_p$ ) w kompensacji dużych generatorów.



Rys. 5. Model do badania wpływu kompensacji na stabilność napięciową

Symulacje dużych zakłóceń (bliskie zwarcia) nie pokazały istotnego wpływu kompensacji na przebiegi w trakcie i bezpośrednio po zakłóceniu, a więc w czasie krytycznym dla stabilności przejściowej generatora. Powszechnie stosowaną miarą stabilności kątowej generatora dla dużych zakłóceń jest krytyczny czas zwarcia (KCZ), oznaczający maksymalny czas trwania trójfazowego zwarcia za transformatorem blokowym. W modelu z rys. 3 nie stwierdzono wpływu kompensacji na wartość KCZ generatorów wyznaczaną z dokładnością 5 ms. Odnosi się do wszystkich badanych sposobów kompensacji. Dla zwarć odległych kompensacja, zwiększając uchyb regulatora napięcia, może zapewnić silniejsze forsowanie wzbudzenia. Forsowanie wzbudzenia pozytywnie oddziałuje na napięcia w sieci, a więc i na stabilność systemu. Stabilność napięciowa, a właściwie jej utrata, jest złożonym procesem obejmującym wiele zjawisk zachodzących w różnej skali czasu – od zjawisk wolnych, *quasi* statycznych, które bada się metodami bazującymi na obliczeniach rozplływowych, do zjawisk szybkich prowadzących do utraty stabilności kątowej, które muszą być analizowane z uwzględnieniem dynamiki generatorów i ich układów regulacji. Wpływ kompensacji na utratę stabilności kątowej generatorów, spowodowanej obniżaniem

napięć w sieci, badano w układzie pokazanym na rys. 5. Podobnie jak układ pokazany na rys. 3, składa się on z dwóch niezależnych sieci. Układ dociążano zwiększając moc bierną odbiorów *Lte1* i *Lte2* aż do momentu utraty stabilności generatorów, objawiającej się niekontrolowanym spadkiem napięcia. Wprowadzenie do układu dodatkowych generatorów *dSM1* i *dSM2* miało na celu zbadanie wpływu kompensacji na uaktywnienie rezerw mocy biernej generatorów zlokalizowanych dalej od węzła, w którym następuje wzrost zapotrzebowania na moc bierną. Regulatory napięcia generatorów uzupełniono o ograniczniki prądu wirnika. Ogranicznika prądu stojana nie załączano ze względu na jego destabilizujące działanie przy niskim napięciu generatora [6]. Stabilizatory systemowe były załączone. Struktury i wartości parametrów ograniczników opracowano wykorzystując rozwiązania stosowane w dużych blokach KSE. Symulacje pokazały, że w początkowej fazie generator *SM1* (z kompensacją) dostarcza wyraźnie większej mocy biernej od generatora *SM2*. Po uaktywnieniu ogranicznika prądu wzbudzenia generatora *SM1* źródłem mocy biernej, staje się generator *dSM1*, którego moc bierna rośnie teraz szybciej niż moc bierna generatora *dSM2*. W ~150 sekundzie symulacji w obydwu generatorach sieci 1 (z kompensacją) ograniczniki są aktywne, w sieci



Rys. 6. Wpływ kompensacji na stabilność napięciową

2 stanie się to ~30 s później. Przebiegi napięcia w sieci pokazywały, że do momentu wyczerpania zdolności generacji mocy biernej, napięcia w sieci 1 są wyższe nawet o 3%. Od momentu uaktywnienia ograniczników w sieci 2, pokazane przebiegi generatorów, a także niepokazanych tutaj napięć w sieci, są zbliżone. W sieci 2 (bez kompensacji) do utraty stabilności dochodzi nieco szybciej (~6 s), jednak nie wydaje się to być różnica znacząca. Ważniejszy jest lepszy profil napięciowy sieci do momentu aktywacji ograniczników, co w rzeczywistym systemie może oznaczać mniejsze ryzyko wyłączeń odbiorów oraz generacji przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, która może stanowić znaczny procent generacji na obszarze dotkniętym spadkami napięcia.

#### 4. Analiza wpływu kompensacji regulacji napięcia na KSE

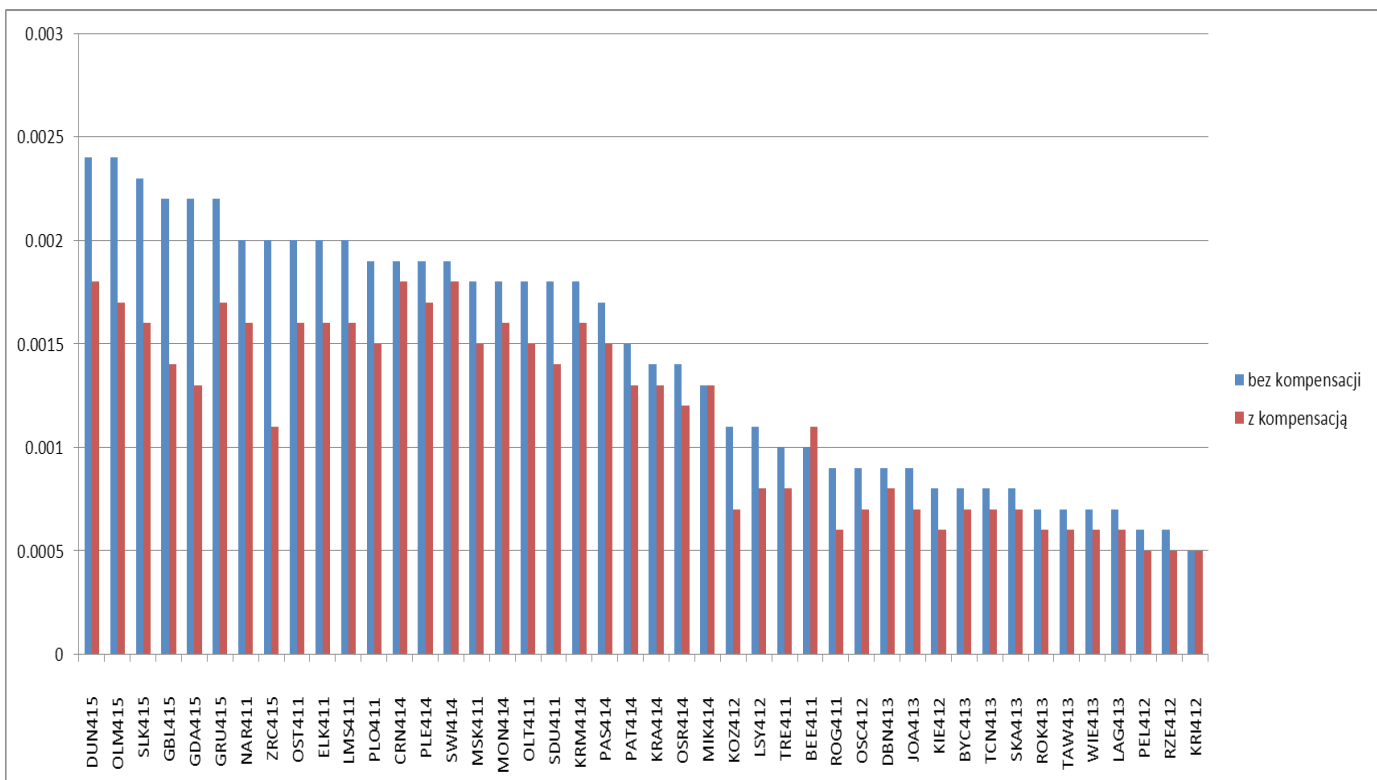
Analiza wpływu zastosowania kompensacji w regulatorach napięcia generatorów systemowych KSE dotyczyła tych samych zagadnień, które były badane w układzie testowym, a więc wpływu kompensacji na:

- stabilność kątową małych i dużych zakłóceń
- jakość regulacji napięcia w sieci w zakresie zmienności, która pozostaje poza zakresem regulacji ARNE,
- dynamiczne aspekty stabilności napięciowej.

Badania przeprowadzono dla modelu KSE w układzie planowanym w okresie letnim 2015 roku. Do obliczeń wykorzystywano pakiet programów DSAT, który posiada wbudowane mechanizmy automatyzujące analizy bezpieczeństwa systemu oraz akceptuje dane rozplływowe i dynamiczne PSLF. W modelu KSE

stosowano kompensację według wzoru (2), przy czym poziom kompensacji nie przekraczał 70% reaktancji transformatora blokowego danego generatora. Wpływ kompensacji na jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej badano rejestrując zmiany napięcia w sieci, po zwiększeniu o 1% części statycznej odbiorów KSE (sumaryczna zmiana wynosiła 132 MW, 53,5 Mvar z rampą 2 s). Większość przeprowadzonych symulacji, ze względu na przedmiot pracy, dotyczyła zastosowania kompensacji w generatorach elektrowni Żarnowiec, Ostrołęka, Bełchatów i Koźlenice. Poniżej, wybrane wnioski z wykonanych symulacji:

- Kompensacja nie wpływa w znaczący sposób na stabilność kątową generatorów dla dużych i małych zakłóceń, co jest zgodne z wynikami otrzymanymi dla układu testowego.
- Jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej północnej Polski jest wyraźnie gorsza niż w centrum i na południu. Ewidentną przyczyną jest deficyt generacji systemowej w tym obszarze.
- Kompensacja poprawia jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej. Efektywniejsza z tego względu jest kompensacja w generatorach pracujących na system 400 kV.
- Zastosowanie kompensacji w EW Żarnowiec powoduje wyraźną poprawę jakości regulacji napięcia na dużym obszarze północnej Polski. Interesujące jest, że kompensacja załączona w jednym pracującym generatorze daje lepszą jakość regulacji napięcia niż załączenie dodatkowego hydrozespołu w trybie kompensacji. Jest prawdopodobne, że poprawa jakości regulacji napięcia w sieci przesyłowej może skutkować zmniejszeniem liczby zadziałañ



Rys. 7. Zmiana napięcia w sieci 400 kV zarejestrowana po zwiększeniu odbioru statycznego KSE o 1%

<sup>3</sup> Omawiana praca nie analizowała tego zagadnienia.

przełączników zaczepek transformatorów zasilających sieci dystrybucyjne<sup>3</sup>.

- Poprawę regulacji napięcia przynosi również wprowadzenie kompensacji dla generatorów pracujących na system 400 kV w elektrowniach Bełchatów i Kozienice oraz generatorów El. Ostrołęka, pracujących na system 220 kV.
- Zidentyfikowano lokalne konflikty regulacji z kompensacją polegające na tym, że generator albo grupa generatorów, przeciwstawia się regulacji prowadzonej przez inne generatory. Sytuacja taka wystąpiła m.in. w El. Ostrołęka, gdzie generator pracujący na sieć 110 kV przeciwdziała regulacji generatorów pracujących na sieć 220 kV.

Rys. 7 ilustruje wpływ kompensacji generatorów systemowych KSE na napięcia sieci przesyłowej 400 kV. Wyraźnie widać gorszą jakość regulacji napięcia w północnej Polsce i znaczącą jej poprawę po załączeniu kompensacji w badanych elektrowniach. Wpływ zastosowania kompensacji na stabilność napięciową, badano zwiększając część statyczną odbiorów w sieciach dystrybucyjnych miasta i okolic Warszawy oraz Łodzi. Początkowy całkowity odbiór w tym obszarze wynosił 3143 MW, 942 Mvar. Ograniczniki prądu wzbudzenia zamodelowano przy pomocy standardowego modelu PSLF-OEL1. Istotne jest, że ogranicznik OEL1 nie posiada dynamiki, a jego działanie sprowadza się do podania na węzeł sumujący generatora sygnału, który ma spowodować prąd wzbudzenia poniżej wartości progowej.

Symulacje dla modelu KSE pokazały, że wprowadzenie kompensacji jest korzystne ze względu na stabilność napięciową. W trakcie wzrostu zapotrzebowania napięcia w modelu z załączoną kompensacją były wyższe, a utrata stabilności kątowej generatorów i ich wyłączenia występowała później. Generalnie korzyści ze względu na stabilność napięciowa dla modelu KSE są bardziej przekonujące, niż korzyści uzyskane w modelu testowym. Przyczyną jest zwiększenie udziału w regulacji napięć generatorów, leżących poza obszarem zwiększanej zapotrzebowania i wynikająca stąd poprawa profilu napięciowego, w porównaniu do modelu bez załączonej kompensacji. Poprawa napięć przekłada się na późniejsze wyłączenie generacji pracującej w sieci dystrybucyjnej. Czasy wystąpienia wybranych zdarzeń zamieszczono w tab. 1.

Aktywność	Czas wystąpienia w modelu bez kompensacji [s]	Czas wystąpienia w modelu z kompensacją [s]
Uaktywnienie 1-go ogranicznika prądu wzbudzenia (Warszawa)	16,0	11,0
Uaktywnienie 2-go ogranicznika prądu wzbudzenia (Warszawa)	21,0	15,9
Wyłączenie 1-go silnika w sieci	64,9	70,9
Wyłączenie 2-go silnika w sieci	66,0	70,9
Wyłączenie 1-go generatora (Warszawa)	65,0	68,7
Wyłączenie 2-go generatora (Warszawa)	65,6	70,3
Napięcie w sieci 400 kV poniżej 80%Un	~ 59	~ 69
Utrata stabilności napięciowej	~ 65	~ 69

Tab. 1. Czasy wystąpienia wybranych zdarzeń w symulacjach utraty stabilności napięciowej

## 5. Wnioski

Funkcjonalność kompensacji prądem lub mocą jest dostępna (ale nie wykorzystywana) we wszystkich regulatorach napięcia dużych generatorów KSE.

Zastosowanie kompensacji w regulatorach napięcia generatorów systemowych usztywnia napięcia w sieci i w rezultacie poprawia jakość regulacji napięcia w zakresie zmienności szybszej, niż oddziaływanie układów wtórnej regulacji napięć typu ARNE. Z tego powodu wprowadzenie kompensacji będzie szczególnie efektywne w generatorach zasilających obszar północnej Polski, gdzie napięcia są znacznie bardziej miękkie niż w pozostałej części kraju. Ta część Polski jest zarazem obszarem, gdzie przyłączane jest najwięcej generacji wiatrowej, której zmienność nie pozostaje bez wpływu na napięcia.

Kompensacja ma również pozytywny wpływ na stabilność napięciową, poprzez zwiększenia zaangażowania w regulację napięcia generatorów poza obszarem wzrostu zapotrzebowania. W rezultacie napięcia na obszarze zagrożonym są wyższe niż ma to miejsce bez kompensacji, co oznacza zmniejszenie ryzyka wyłączeń generacji prowadzących na ogół do utraty stabilności napięciowej.

Kompensacja przy pomocy prądu ( $R_C = 0, X_C \neq 0$ ), składowej biernej prądu lub mocy nie ma znaczącego wpływu na stabilność generatora oraz systemu dla małych i dużych zakłóceń.

## BIBLIOGRAFIA

1. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5™-2005.
2. PSLF's User Manual.
3. PSS®E Model Library.
4. Kundur P., Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Inc, New York 1994.
5. Coordinated Voltage Control In Transmission Networks, Raport CIGRE nr 310, 2007.
6. Madajewski K, Sobczak B., Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej, XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne Problemy w Energetyce, Jurata 2009.
7. Madajewski K, Sobczak B., Trębski R., Praca ograniczników w układach regulacji generatorów synchronicznych w warunkach niskich napięć w systemie elektroenergetycznym, XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne problemy w Elektroenergetyce, Jurata 2007.



## **Bogdan Sobczak**

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej, kierunek automatyka. Aktualnie pracuje w Instytucie Energetyki Instytucie Badawczym Oddział Gdańsk jako kierownik Zespołu Analiz Systemowych w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych.

Zainteresowania: dynamika, stabilność systemu.

## **Robert Rink**

mgr. inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: R.Rink@ien.gda.pl

Robert Rink jest inżynierem elektronikiem, specjalność automatyka, absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej. W Instytucie Energetyki pracuje od 1991 roku. Jego działalność skupiona jest głównie na dwóch obszarach: regulatory wzbudzenia oraz cyfrowe regulatory napięcia generatorów synchronicznych, układy rozruchu częstotliwościowego - projektowanie, uruchamianie, modelowanie i symulacja oraz analizy pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w tym związane z rozwojem energetyki wiatrowej.

## **Marek Głaz**

mgr inż.

PSE SA

e-mail: Marek.Glaz@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1992), specjalność: Sieci i Systemy Elektroenergetyczne. Od początku kariery zawodowej związany z firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, jako specjalista w obszarach eksploatacji oraz ruchu KSE. Jego zainteresowania zawodowe ukierunkowane są na: zagadnienia związane z układami automatyk systemowych i zabezpieczeń oraz z zakresu badań równowagi dynamicznej systemu.

# Application of Load Compensation in Voltage Controllers of Large Generators in Polish Power Grid

## **Authors**

Bogdan Sobczak

Robert Rink

Marek Głaz

## **Keywords**

Load compensation, Automatic Voltage Regulator (AVR)

## **Abstract**

The Automatic Voltage Regulator normally controls the generator stator terminal voltage. Load compensation is used to control the voltage which is representative of the voltage at a point either within or external to the generator. In Polish Power Grid (PPG) compensation is ready to use in every AVR of large generator, but it is utilized only in case of generators operating at the same medium voltage buses. It is similar like in most European Power Grids. The compensator regulating the voltage at a point beyond the machine terminals has significant advantages in the comparison to the slower secondary Voltage and Reactive Power Control System (ARNE). The compensation stiffens the EHV grid, what leads to the improvement of voltage quality in distribution grid. This effect may be particularly important in the context of the dynamic development of wind and solar energy.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

## Wdrażanie urządzeń i systemów do monitoringu i oceny jakości energii elektrycznej

### Autorzy

Wiesław Gil  
Przemysław Wronek

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

### Słowa kluczowe

jakość energii, klasa A, rejestracja zaburzeń

### Streszczenie

Artykuł prezentuje problemy wynikające ze wzrostu wymagań wobec urządzeń i systemów przeznaczonych do oceny jakości energii elektrycznej (JEE), instalowanych na stacjach elektroenergetycznych. Zasygnalizowano trudności, wynikające z braku norm definiujących metodologię badań urządzeń pomiarowych. Omówiono niezbędne właściwości urządzeń oraz strukturę rozległego systemu działającego w czasie rzeczywistym i przeznaczonego do realizacji oceny JEE. Wskazano na przydatność wielokanałowych analizatorów z funkcją identyfikacji i rejestracji ultraszybkich zaburzeń. Uzasadniono celowość wprowadzenia do tych urządzeń funkcji wyznaczania synchronizatorów oraz ich integracji w standardzie PN-EN 61850 z innymi urządzeniami systemu automatyki stacyjnej.

## 1. Wzrost znaczenia oceny jakości energii

### 1.1. Oddziaływanie procesów deregulacji energetyki

W Europie, standaryzacja parametrów energii elektrycznej od dawna wiązała się z szeroko pojętą deregulacją energetyki. W 1989 roku zagadnienia oceny jakości energii elektrycznej (JEE) znalazły swój wyraz w dyrektywie Unii Europejskiej o numerze 89/336, dotyczącej kompatybilności elektrycznej. Intencją tej dyrektywy było sformułowanie warunków, jakim musiałyby sprostać sieci zasilające i urządzenia elektryczne wprowadzone na rynek, aby spełniać wymogi kompatybilności. Dyrektywa, wraz z wieloma towarzyszącymi jej normami, ustanawiała konkretne wytyczne dla producentów urządzeń oraz przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii. Z drugiej strony, uzasadniała ona tworzenie przez państwo instrumentarium, służące dyscyplinowaniu konsumentów, dostawców oraz producentów energii elektrycznej, niejako zmuszanych do ciągłego respektowania norm, a tym samym do dbania o właściwe parametry energii.

W Polsce, debata nad standaryzacją parametrów energii elektrycznej nabierała stopniowo znaczenia, w związku z procesami dostosowawczymi, związanymi z akcesją do Unii Europejskiej. Pierwotnie uważano, że problematyka oceny JEE będzie dotyczyła dużych odbiorców, takich jak wielkie zakłady przemysłowe, wrażliwe na zakłócenia dostaw energii, a jednocześnie potencjalnie zakłócające zasilanie. Zakładano, że z czasem ocena JEE obejmie odbiorców o mniejszych poborach, takich jak zakłady

rzemieślnicze i małe sklepy. Docelowo widziano potrzebę instalacji odpowiednich analizatorów nawet u klientów indywidualnych, którzy mieliby dochodzić odszkodowań od dostawcy energii elektrycznej, w przypadku uszkodzeń i strat spowodowanych nie dotrzymaniem jej właściwych parametrów.

Do przywołanych potrzeb, była dostosowana oferta urządzeń dostępnych na rynku. Tworzyły ją stosunkowo proste przyrządy, często do stałej zabudowy panelowej w szafach rozdzielczych, wyznaczające tylko niektóre parametry JEE. Dysponowały one ograniczonymi możliwościami archiwizacji pomiarów i bardzo ułomnymi możliwościami transmisji danych w autorskich, niestandardzowanych protokołach. Inną grupą oferowanych urządzeń były drogie przyrządy przenośne, o bardzo złożonej konstrukcji, przeznaczone do czasowej instalacji i rejestracji ewentualnych zaburzeń w sieci energetycznej.

Czynnikami zmian były procesy deregulacji w energetyce, które na dobre ugruntowały się w Polsce w latach 2005–2007 i zaowocowały powstaniem kilku obszarowych spółek dystrybucyjnych. Przystano postrzegać energię elektryczną jako dobro wspólne. Energia stała się towarem, kupowanym przez spółki dystrybucyjne od kompanii sieciowej i dalej odsprzedawanego odbiorcom. W założeniach, ten towar miał przynajmniej w części podlegać obrotowi giełdowemu. Zakładano, że handel energią zostanie obwarowany umowami, w których będzie się określać nie tylko ilość, ale także jej jakość. Pojawił się jednocześnie podmiot gospodarczy, duże spółki dystrybucyjne, niejako naturalnie zainteresowane zachowaniem odpowiednich parametrów kupowanej i sprzedawanej energii.

W tym okresie, rozpoczęto w ważniejszych punktach poboru i oddawania energii, instalację urządzeń służących do ciągłego pomiaru parametrów i oceny JEE. W praktycznie wszystkich spółkach dystrybucyjnych prowadzono prace pilotażowe i zastanawiano się nad właściwościami urządzeń. Wkrótce okazało się, że przyrządy powinny rejestrować zaburzenia jakości energii i w rozbudowany sposób transmitować dane. Jednocześnie pojawiły się pierwsze małe systemy monitoringu jakości energii elektrycznej (SMJEE), przeznaczone do gromadzenia i analizy danych, uzyskiwanych z kilku lub co najwyżej kilkunastu urządzeń.

## 1.2. Rozwój Smart Grid

Kolejny ważny czynnik instalacji, już nie tylko pojedynczych urządzeń, ale wdrażania całych systemów SMJEE, to obserwowany w ostatnim czasie rozwój odnawialnych źródeł energii i ich integracja w ramach sieci Smart Grid. Konieczność włączania do systemu energetycznego kolejnych farm wiatrowych, parków fotowoltaicznych, źródeł energii opartych o spalanie biopaliw i inne technologie, będzie wg opracowań CIGRE stymulować rozwój systemów oceny JEE i wprowadzanie do nich nowych funkcji. Z drugiej strony, uważa się, że wymogi dotyczące JEE, zapewniające kompatybilność elektromagnetyczną wszystkich podłączonych do sieci urządzeń, nie powinny ograniczać rozwoju Smart Grid [1].

Bardziej zmienny charakter rozplądów mocy w sieci, spowoduje potencjalnie większą niestabilność parametrów prądu i napięcia. Na te zjawiska nałożą się tendencje do ograniczania przesyłania energii na duże odległości. Sytuacja, być może pogłębiona przewidywanym deficytem mocy, będzie wymagała opracowania metod przeciwdziałania możliwym zakłóceniom dostaw, a także sytuacjom typu black-out. Z pewnością wpłynie to na przekształcanie pojedynczych SMJEE w zintegrowane, wielkoobszarowe systemy przeznaczone do monitorowania parametrów energii elektrycznej i jej oceny. Przykładem potwierdzającym tę tezę może być budowa od 2011 roku zrębów ogólnokrajowego systemu monitorowania JEE przez PSE Operator SA [2]. Jednakże, do chwili napisania niniejszego artykułu, nie jest dostępna w prasie technicznej szersza analiza jego działania.

Poważnym wyzwaniem w zakresie tworzenia tego typu systemów może być rozwój kogeneracji w oparciu o mini źródła energii, obserwowany obecnie w krajach skandynawskich. Trend ten, który także dotrze do naszego kraju, ostatecznie uzasadni konieczność montażu odpowiednich urządzeń pomiarowych u małych odbiorców energii, którzy staną się okresowo również jej wytwórcami.

## 2. Uwarunkowania prawne

### 2.1. Normy i rozporządzenia dotyczące jakości energii

Warto podkreślić, że powyżej zarysowane tendencje znajdowały swoje odzwierciedlenie w nowelizacjach odnośnych norm i kolejnych rozporządzeniach. Pierwsza edycja normy IEC 50160, według której ocenia się jakość energii, ukazała się w 1995 roku i obejmowała tylko sieci niskiego napięcia oraz w szczytkowy sposób sieci średniego napięcia. Kolejne nowelizacje tej normy

ukazywały się w Polsce w roku 2002, 2008 i 2010. Wskutek zmian i uzupełnień, obecnie obowiązująca wersja z roku 2010 [3] została znacznie rozszerzona, gdyż zmieniono parametry dla oceny jakości energii w sieciach niskiego i średniego napięcia oraz wprowadzono parametry dla sieci wysokiego napięcia. Wraz z tą normą, zmieniano w roku 2005, 2009 i 2011 fundamentalną normę PN-EN 61000-4-30 [4], określającą właściwości metrologiczne sprzętu stosowanego dla oceny jakości energii. Pojawiały się również i podległy zmianie normy towarzyszące, określające na przykład metodę obliczenia wskaźnika migotania sieci i poziomy napięcia nominalnego w sieciach.

Oprócz kolejnych norm i ich rewizji, wydawane były rozporządzenia i instrukcje, dodatkowo wpływające na omawianą problematykę. W 2007 roku ukazało się rozporządzenie ministra gospodarki w sprawie „Szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego” [5], zaostrzające ówczesne wymagania normatywne. To rozporządzenie wprowadziło m.in. obowiązek sporządzania ekspertyz przewidywanych skutków włączania parków wiatrowych dla jakości energii elektrycznej. Ocenę taką należy przeprowadzić uwzględniając szereg norm, w tym normę PN-EN 61400-21 [6], określającą charakterystykę turbiny wiatrowej dla takich parametrów, jak współczynnik migotania i zawartość harmonicznnych, wprowadzanych do systemu. Wymóg ten dodatkowo uzasadnia instalację analizatorów w miejscach przyłączenia parków wiatrowych do systemu elektroenergetycznego, w celu praktycznej weryfikacji wykonanych ekspertyz i bieżącej kontroli JEE.

Doceniając potrzebę i znaczenie oceny jakości energii, także polski operator przesyłowy w 2011 roku opublikował specyfikację właściwości funkcjonalnych [7], jakie muszą spełniać i oferować dostarczane do tego celu urządzenia i systemy pomiarowe. W tym dokumencie rozszerzono w stosunku do normy [4] zestaw parametrów wymaganych do analizy JEE o wielkość prądu, harmoniczne prądu, moce czynne i bierne oraz współczynnik mocy. Specyfikacja ta wprowadziła wymóg posiadania klasy A dla sprzętu pomiarowego i bardzo wysoką dokładność pomiarów mocy w klasie 0.2S, zgodnie z normą PN-EN 62053-22 [8], przewidzianą dla liczników energii.

### 2.2. Urządzenia w klasie A

Należy zasygnalizować istotny problem, jaki wiąże się z cechami metrologicznymi urządzeń oferowanych nie tylko na naszym rynku, ale także w innych krajach. W specyfikacjach dostaw wymaga się, aby urządzenia, których zapisy mogą być wykorzystywane do weryfikacji zdarzeń sieciowych i ewentualnego rozstrzygnięcia sporów, posiadały tak zwaną klasę A, zdefiniowaną w normie [4]. Tymczasem ani w Polsce, ani też w innych krajach europejskich, nie ma niezależnego ośrodka, który mógłby przeprowadzić badania i wydawać certyfikat w myśl normy PN-EN 45011 [9], definiującej czym jest certyfikat i jakie warunki musi spełniać ośrodek certyfikujący.

Wydania certyfikatu klasy A nie podejmuje się nawet holenderska KEMA. W Wielkiej Brytanii laboratorium NPL (National Physical Laboratory) oferuje przeprowadzenie badań właściwości pomiarowych przyrządów przeznaczonych do oceny jakości energii, ale tylko dla kilku parametrów podanych

w aktualnej wersji normy [4]. Certyfikatu klasy A nie przyznaje także szwedzkie laboratorium SP, które wykonuje badania i wydaje świadectwa kalibracyjne, uwzględniające jednak nie wszystkie wymagane parametry miernika jakości energii. Oczywiście tego typu świadectwa kalibracyjne, które przedkładają niektóre firmy, nie mogą być traktowane jako certyfikaty, a tym bardziej na ich podstawie nie można wyrokować o właściwościach produktów innych producentów.

Należy zapytać: jaka jest przyczyna takiej sytuacji? Otóż, mimo już kilkunastoletniego rozwoju i wprowadzania kolejnych zmian w normach dotyczących jakości energii, do tej pory nie opracowano normy określającej metodologię weryfikacji właściwości pomiarowych odnośnych przyrządów.

W najbliższej przyszłości sytuacja ulegnie zapewne zmianie, ponieważ opracowywany jest zbiór norm IEC 62586 „Power Quality Measurements in Power Supply Systems” (Pomiary jakości energii w systemach zasilających), określający zakres i zasady przeprowadzania testów funkcjonalnych urządzeń przeznaczonych do oceny jakości energii. Od drugiej połowy 2012 roku dostępne są wstępne wersje norm z tej grupy. Część pierwsza [10] podaje wymagania dla przyrządów do oceny JEE, a część druga określa zestaw testów funkcjonalnych i wymagań dotyczących niepewności pomiarów [11].

W tym kontekście nasuwa się kolejne pytanie: czy i kiedy w naszym kraju jakiegokolwiek laboratorium zechce uzyskać akredytację i będzie wykonywać badania zgodności klasy A, z możliwością wydania certyfikatu? Na problemy wynikające z braku takiej jednostki, wskazywaliśmy już we wcześniejszych publikacjach w prasie technicznej [12].

### 3. Wymagania stawiane urządzeniom do pomiaru JEE

#### 3.1. Wpływ lokalizacji urządzeń i zmian w normach

Przedstawiając wymagania dla urządzeń przeznaczonych do monitoringu i analizy jakości energii elektrycznej, skoncentrujemy się na właściwościach niezbędnych i istotnych dla efektywnego zastosowania tych urządzeń w spółkach dystrybucyjnych i przesyłowych.

Urządzenia przeznaczone dla tej grupy użytkowników są instalowane w polach rozdzielni elektroenergetycznych, zatem muszą spełniać wymagania dotyczące odporności na warunki środowiskowe, określone dla tego typu lokalizacji. W tym zakresie właściwym wydaje się przyjęcie zestawu norm z grupy PN-EN 60255, stosowanej dla zabezpieczeń cyfrowych, sterowników polowych i rejestratorów zakłóceń.

Warto podkreślić, że kolejne nowelizacje norm i specyfikacje bezpośrednio przekładały i przekładają się na właściwości konstrukcyjne urządzeń stosowanych do pomiarów JEE. Przykładowo, zmiany w normie [4] w 2009 roku ustanowiły m.in. rozszerzony zakres pomiaru napięć, zmiany zakresu pomiaru harmonicznych i interharmonicznych oraz zmianę zasad pomiarów poziomu napięcia sygnalizacyjnego. Ta nowelizacja wprowadziła także nowe definicje wartości skutecznej jednoczesnej i zmieniła wartości dopuszczalnych niepewności pomiaru dla danej klasy sprzętu pomiarowego.

Powyższe zmiany wpłynęły również na zakres badań przeprowadzanych dla tych urządzeń. Badania, które zakończono sukcesem w postaci raportu z badań poświadczającego zgodność z klasą A (ale nie certyfikatem tej klasy dla całej grupy wyrobów!), bezwzględnie należy ponowić dla rozszerzonych funkcjonalności. Oczywistym jest bowiem, iż zmiana algorytmów niezbędna dla wyznaczenia nowego parametru może oddziaływać na inne wielkości.

#### 3.2. Nowe właściwości funkcjonalne

Na przestrzeni kilku ostatnich lat daje się zauważyć znaczący wzrost wymagań funkcjonalnych wobec grupy urządzeń pomiarowych dla oceny JEE, instalowanych w podstacjach elektroenergetycznych. Obecnie zakłada się, że te urządzenia oprócz wykonywania wszystkich pomiarów wymaganych dla oceny JEE w klasie A, będą mierzyły parametry prądów i mocy według specyfikacji [7]. Ponadto oczekuje się bardzo wysokiej dokładności pomiaru mocy i energii, wykraczającej poza wymogi normy [4].

Podstawową funkcjonalnością staje się rejestrowanie zdarzeń, związanych z przekroczeniami konkretnych parametrów. Implikuje to wbudowanie do analizatora odpowiednich możliwości parametryzacji wyzwolenia rejestracji. Mogą to być stosunkowo proste zależności, powiązane z czasem trwania i progiem wyzwolenia zaburzenia lub bardziej rozbudowane logiki, określające warunki wyzwolenia w odniesieniu do trendów, pochodnych zmian i koincydencji z warunkami wynikającymi ze stanu wejść dwustanowych.

Analizatory JEE stają się stopniowo swoistymi rejestratorami zakłóceń z wbudowaną możliwością wyznaczania i obliczania parametrów niezbędnych dla oceny JEE. Zwłaszcza, że wymaga się wobec nich także lokalnej archiwizacji zdarzeń. Oczekuje się także, aby można było wybrać format danych, w jakim urządzenia te je przekazują. Z reguły zakłada się, że będzie to format Comtrade lub PQDIF.

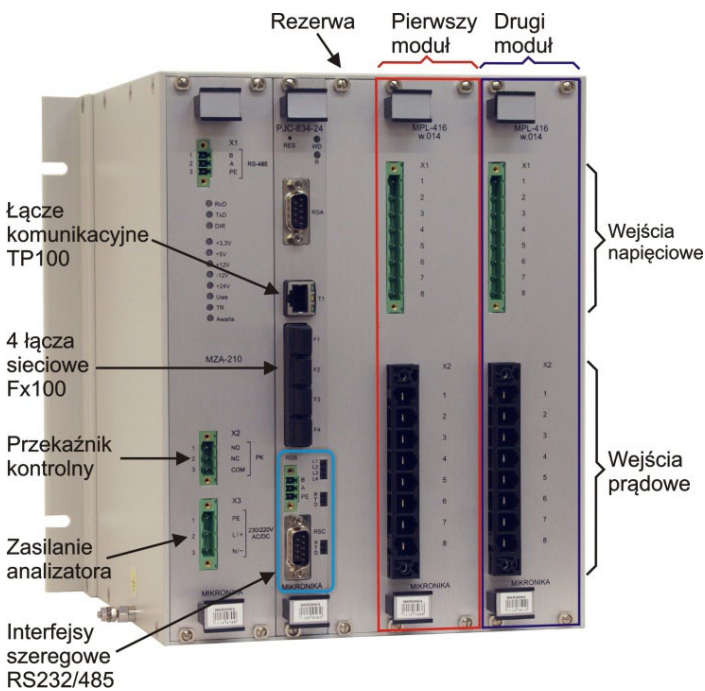
Kolejne wyzwanie konstrukcyjne wobec analizatorów JEE, związane z wprowadzaniem funkcji rejestracji, to konieczność synchronizacji pracy urządzeń względem czasu astronomicznego w taki sposób, aby można było porównywać zapisy z różnych lokalizacji. Zalecana dokładność takiej synchronizacji dla rejestrowanych przebiegów analogowych powinna być mniejsza niż 40 mikrosekund.

Przykładem spełnienia powyższych wymagań może być modułowy analizator jakości energii, przedstawiony na rys. 1. Prezentowane urządzenie może posiadać jeden lub dwa synchronicznie pracujące moduły oceny JEE, z których każdy skonfigurowano do oceny jakości energii na podstawie pomiarów czterech napięć i czterech prądów w każdym module. Wejścia prądowe są przystosowane do pomiaru przetężeń. Analizator jest wyposażony w cztery światłowodowe łącza sieciowe w standardzie wielomodowym lub jednomodowym, które można wykorzystać do komunikacji z innymi systemami.

W grudniu 2012 roku wykonano w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie badania tego typu analizatora. Raport wieńczący dzieło potwierdzał zgodność właściwości pomiarowych z klasą A dla synchronicznych pomiarów w obu modułach. Warto dodać,



że testy przeprowadzono zgodnie ze wspomnianymi projektami norm [10 i 11], określającymi metodologię badań tego typu urządzeń.



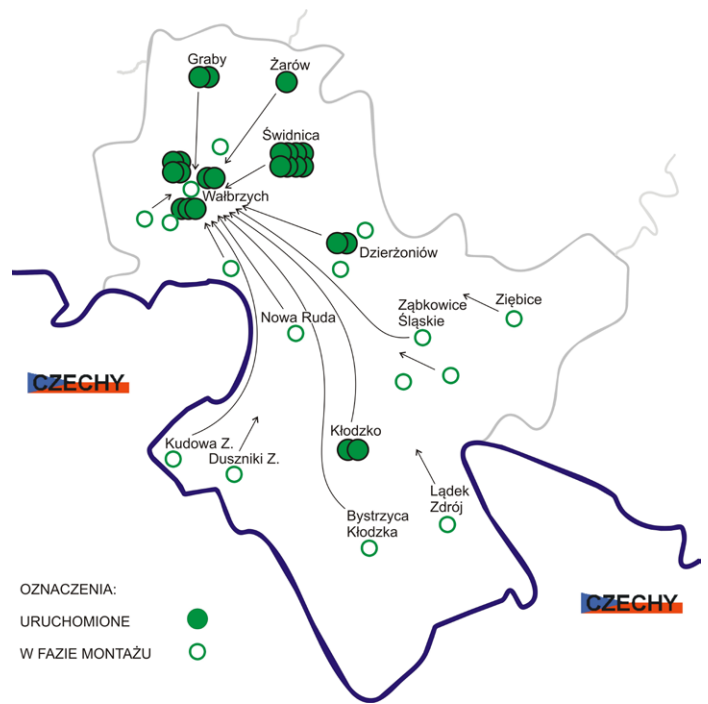
Rys. 1. Analizator jakości energii SO52v11-eME-2, wyposażony w dwa równolegle pracujące moduły oceny JEE na podstawie pomiarów 4 napięć i 4 prądów w każdym module. Wykonanie stacjonarne dla wszystkich typów pól pomiarowych

#### 4. Obszarowy system monitorowania i oceny jakości energii elektrycznej

Wcześniej zasygnalizowane procesy, związane ze zmianami organizacyjnymi, stopniowym wdrażaniem technologii Smart Grid oraz urynkowaniem zasad dostawy energii elektrycznej, będą skłaniać przedsiębiorstwa dystrybucyjne do budowy wielkoobszarowych systemów SMJEE, przeznaczonych do analizy parametrów JEE zgodnie z najnowszymi normami i rozporządzeniami. Przykładem takiego podejścia może być system wdrożony w jednym z oddziałów terytorialnych dużej spółki energetycznej w południowej Polsce. Pierwszy etap prac rozpoczęto w listopadzie 2011 roku i zakończono w kwietniu 2012 roku, uruchomieniem systemu złożonego z serwera jakości energii (SJE) i 23 analizatorów, zainstalowanych na podstacjach. System rozbudowano jesienią 2012 roku, instalując kolejne urządzenia. Zakończenie budowy systemu, obejmującego docelowo 52 urządzenia, było planowane na kwiecień 2013 roku. Mapa na rys. 2 pokazuje lokalizację zainstalowanych urządzeń. System będzie mierzył parametry i oceniał jakość energii w 62 polach, ponieważ inwestor zdecydował się na zainstalowanie kilku urządzeń dwukanałowych.

Część obiektowa systemu, którego strukturę pokazuje rys. 3, składa się z analizatorów typu SO52v11-eME, instalowanych w polach pomiarowych rozdzielni. Wykonują one wszystkie niezbędne pomiary i ich agregacje zgodnie z wymaganiami

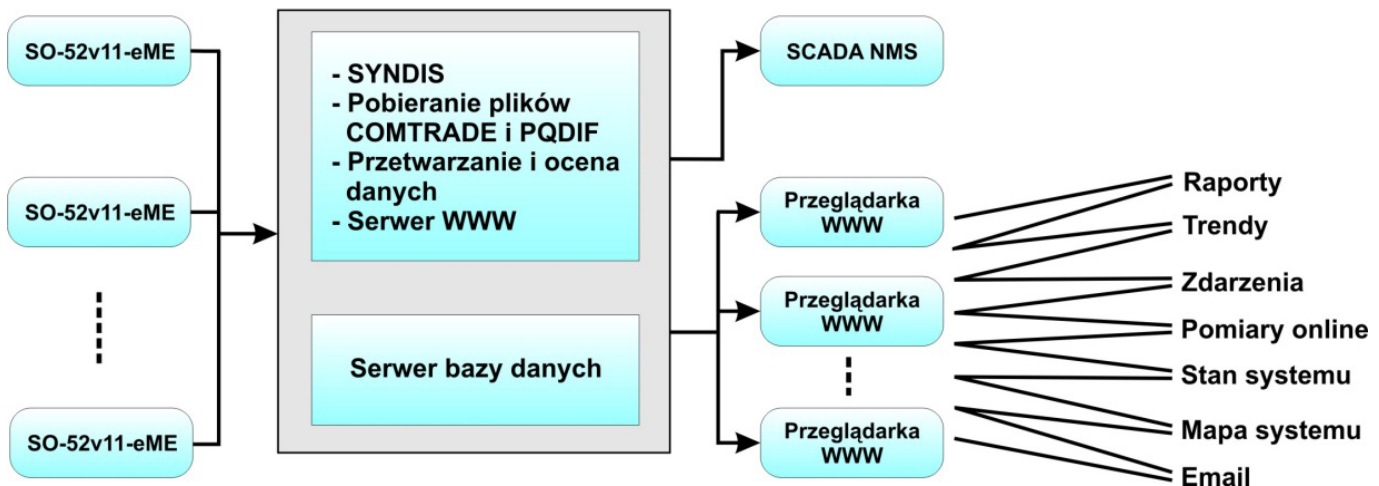
norm [3, 4]. Rejestrowane są przebiegi napięcia i prądu podczas przerw, zapadów oraz wzrostów napięcia i prądu. Istnieje także możliwość definiowania zdarzeń i tym samym wykonania rejestracji podczas przekroczeń wskaźnika asymetrii, wzrostu zawartości harmonicznych, zmiany częstotliwości oraz innych zaburzeń. Analizatory, poprzez korporacyjne, światłowodowe łącza w technologii Ethernet, na bieżąco dostarczają dane do zdalnego serwera SJE, który je gromadzi i analizuje. Jeśli na przykład z powodu przerywania łącza dane nie mogą być transmitowane, to są one buforowane w pamięci wewnętrznej analizatora. Dane zostaną samoczynnie doczytane po wznowieniu połączenia.



Rys. 2. Lokalizacja urządzeń we wdrażanym SMJEE

W przyjętym rozwiązaniu, transmisja Ethernet nie wprowadza ograniczeń dotyczących zakresu i ilości przekazywanych danych, w przeciwieństwie do stosowanej w wyjątkowych przypadkach transmisji GPRS. Każdy z analizatorów może także przekazywać online dane o bieżących wartościach monitorowanych parametrów energii do systemu sterowania i nadzoru (SSiN), w osobnym kanale transmisyjnym, w dowolnym protokole komunikacyjnym. Serwer SJE w czasie rzeczywistym odczytuje dane z oddalonych analizatorów i wykonuje stosowne agregacje i obliczenia. Efektem działania warstwy przetwarzania są wykresy i raporty, zdalnie dostępne w technologiach internetowych. Raporty oraz informacje o zdarzeniach mogą być automatycznie rozsyłane poprzez powiadomienia e-mail, zgodnie ze zdefiniowanymi listami odbiorców. Wyselekcjonowane dane mogą być także przekazywane do systemu stacyjnego.

### System oceny jakości energii - SYNDIS PQ



Rys. 3. Struktura systemu SYNDIS PQ. Urządzenia zainstalowane w polach pomiarowych, komunikują się z serwerem JEE poprzez korporacyjną sieć Ethernet. Dane są przekazywane w formacie COMTRADE lub PQDIF. Serwer udostępnia wielu użytkownikom raporty, wykresy trendów, zdarzenia, pomiary online poprzez mechanizm przeglądarki www

## 5. Kierunki rozwoju

### 5.1. Transmisja danych

Obecnie protokoły transmisyjne i formaty danych, stosowane w SMJEE, nie są znormalizowane. Standaryzacja w tym zakresie dawałaby możliwość łatwej integracji urządzeń różnych producentów. Trudno określić przyszłość formatu PQDIF, który został przyjęty tylko przez niektórych producentów. Być może urządzenia JEE będą musiały transmitować dane w kilku formatach, w zależności od ich przeznaczenia i odbiorcy.

Należy prawdopodobnie przyjąć, że w związku z wprowadzaniem funkcji rejestracji do analizatorów JEE, w coraz szerszym zakresie będą one wykorzystywane w taki sam sposób jak klasyczne rejestratory zakłóceń. Wiąże się z tym wymóg udostępniania zapisów w formacie Comtrade, który jest standardem w tego typu zastosowaniach.

### 5.2. Urządzenia wielokanałowe

Interesujące walory aplikacyjne mogą zyskać urządzenia wielokanałowe, synchronicznie realizujące pomiary i ocenę jakości energii w wielu kanałach pomiarowych. Za pomocą już dostępnych tego typu urządzeń, można na przykład, realizując synchroniczne pomiary po obu stronach transformatora, jednoznacznie wskazać charakter i źródło zaburzeń. Zapisy z takich urządzeń dają wystarczające możliwości analizy i oceny zakresu przeniesienia zjawisk oraz zdarzeń sieciowych na stronę wysokiego napięcia transformatorów, w miejscach przyłączenia farm wiatrowych i innych źródeł odnawialnych. Mogłyby one także uzupełniać systemy monitoringu transformatorów w zakresie oceny wpływu harmonicznych na pracę transformatora.

### 5.3. Rejestracja zaburzeń szybkozmiennych

Analizatory powinny mieć możliwość wyposażenia w karty pomiarowe, przeznaczone do wykrywania i rejestracji zaburzeń szybkozmiennych *transients* i udarów typu *surge* o charakterystyce

1/50 $\mu$ s. Umożliwia to na przykład identyfikację przyczyn uszkodzeń przekształtników tyrystorowych. Na rys. 4 pokazano przebiegi odkształcone, zarejestrowane w tego typu instalacji, w jednym z dużych zakładów chemicznych.

### 5.4. Wyznaczanie synchronofazorów

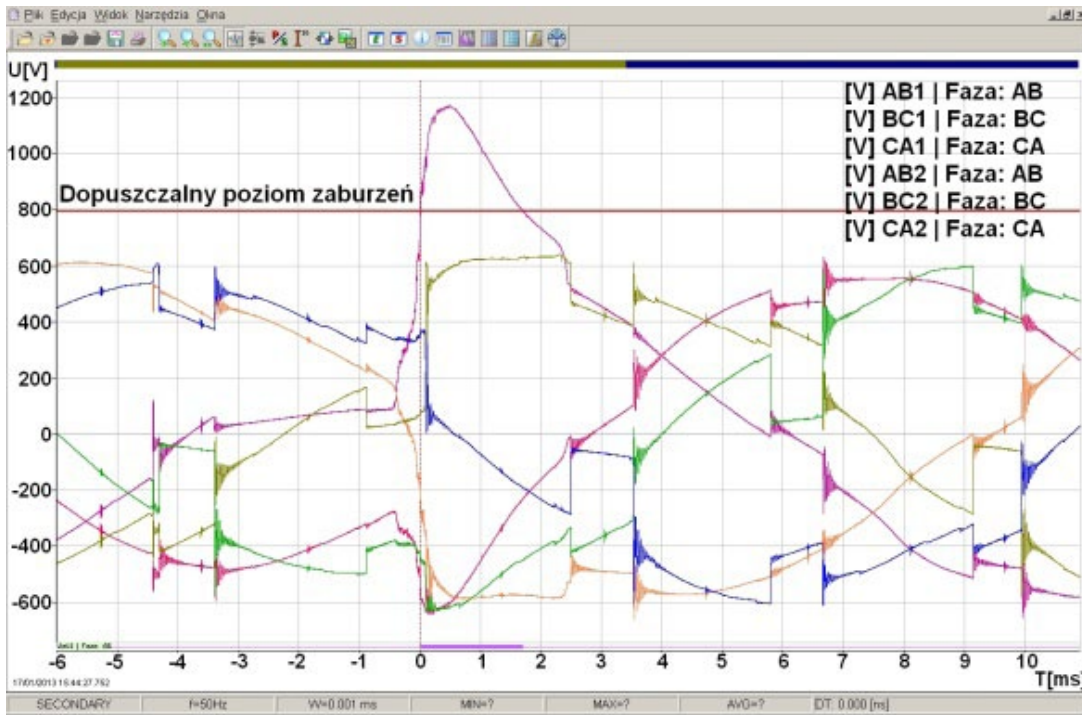
Kolejne, istotne rozszerzenie funkcjonalności analizatorów JEE, wiązałoby się z implementacją w nich algorytmów wyznaczania synchronofazorów. Wyznaczone wielkości można by przesyłać do wydzielonych koncentratorów, przeprowadzających analizę stabilności sieci energetycznej. Być może taką funkcję mogłyby także realizować serwery SJE.

Niektóre z dostępnych urządzeń mogłyby tą funkcję już obecnie wykonywać. Za takim podejściem przemawia również fakt, iż urządzenia wyznaczające synchronofazory na danym obszarze muszą posiadać synchronizowane pomiary. Tego typu synchronizacja jest także wymagana w przypadku oceny jakości energii, zwłaszcza po wprowadzeniu funkcji rejestracji zaburzeń.

Synchronizacja jest możliwa za pomocą wbudowanych układów odbioru sygnału GPS, który można wykorzystywać do synchronizacji urządzeń z dokładnością lepszą niż 1 mikrosekunda. Synchronizację na wymaganym poziomie można także zrealizować w protokole sieciowym PTP. Wymaga to instalacji odpowiedniej infrastruktury sieciowej, obejmującej switch'e, routery, serwery PTP, co może powodować zwiększenie kosztów.

### 5.5. Standard PN-EN 61850

Nieodzowny staje się wymóg integracji analizatorów JEE w ramach systemów automatyki stacyjnej (SAS), aby zapewnić ich współpracę z SAS zgodnie z zaakceptowanym standardem PN-EN 61850. W części 7-4 tego standardu [13], w punkcie 5.12 zdefiniowane są węzły logiczne, dotyczące jakości energii. Opisują one sposób udostępniania zdarzeń dotyczących zmian częstotliwości, szybkich zaburzeń typu *transients* dla prądów, asymetrii prądów, szybkich zaburzeń i asymetrii napięć. Węzły



Rys. 4. Szybkie zaburzenia w sieci trójfazowej, zarejestrowane analizatorem SO52v11-eME. Jest widoczne przekroczenie powyżej poziomu 800 V, o czasie trwania 1,5 ms, które wywołało uszkodzenie zasilanego urządzenia

te agregują informacje dotyczące rodzaju zaburzenia, początku, wielkości i czasu trwania.

## 6. Wnioski

Na przestrzeni kilkunastu lat daje się zauważyć rozwój i wzrost znaczenia nie tylko pojedynczych instalacji, ale także zintegrowanych systemów oceny jakości energii. Obecnie te tendencje są implikowane coraz szerszym wprowadzaniem technologii Smart Grid. Należałoby w najbliższym czasie utworzyć w Polsce akredytowane laboratorium, które mogłoby przeprowadzać badania i potwierdzać właściwości przyrządów klasy A. Taka jednostka wykonywałaby również niezbędne kalibracje odnośnych przyrządów pomiarowych, potwierdzone świadectwami kalibracyjnymi. Obserwuje się wzrost wymagań funkcjonalnych wobec analizatorów jakości energii. Oczekuje się coraz lepszych charakterystyk pomiarowych i rozbudowanych cech funkcjonalnych, związanych z wielokierunkową transmisją danych i funkcjami rejestracji. Urządzenia te mają łączyć w sobie cechy wysokiej klasy aparatury pomiarowej i rejestratorów zakłóceń. Należy spodziewać się dalszego wzrostu wymagań wobec analizatorów JEE, obejmujących wprowadzanie kilku synchronicznych kanałów pomiarowych, możliwości wyznaczania synchronizacji i powiązania z SAS za pomocą standardu PN-EN 61850.

## BIBLIOGRAFIA

1. Stanescu C., Postolache P., Widmir J., The Romanian TDO's Power Quality Monitoring System and Smart Grids Component, C4-101, CIGRE 2012.
2. Szczepański T., Rączka J., Monitoring i analiza jakości energii elektrycznej w systemie przesyłowym, *Elektroenergetyka*, nr 1–2/2012.
3. PN-EN 50160:2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
4. PN-EN 61000-4-30:2011, Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC), część 4–30, Metody badań i pomiarów, Metody pomiaru jakości energii.
5. Rozporządzenie ministra gospodarki, „W sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, 4 maja 2007.
6. PN-EN 61400-21:2009, Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turbozespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej, PKN.
7. Analizatory Jakości Energii, Standardowe Specyfikacje Techniczne, PSE Operator, maj 2011.
8. PN-EN 62053-22:2006, Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej prądu przemiennego, Wymagania szczegółowe, część 22, Liczniki statyczne energii czynnej klas 0.2S i 0.5S, PKN.
9. PN-EN 45011:2000, Wymagania ogólne dotyczące jednostek prowadzących systemy certyfikacji wyrobów, PKN.
10. IEC 62586-1, Power Quality Measurements in Power Supply Systems, part 1, Power Quality Instruments, IEC official draft, 2012.
11. IEC 62586-2, Power Quality Measurements in Power Supply Systems, part 2, Functional Tests and Uncertainty Requirements, IEC official draft, 2012.
12. Gil W., Syndis PQ a jakość energii elektrycznej w spółkach przesyłowych i dystrybucyjnych. Pomiary Automatyzacja Kontrola, wrzesień 2012.
13. IEC 61850-7-4:2010(E), Communication networks and systems for power utility automation, part 7–4, Basic communication structure. Compatible logical node classes and data object classes.

### **Wiesław Gil**

mgr inż.

MIKRONIKA

e-mail: wieslaw@mikronika.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1983). Zatrudniony w Mikronice (1985), obecnie jako główny konstruktor. Zajmuje się konstrukcją urządzeń automatyki stacyjnej. Kierował opracowaniem i wdrażaniem systemu monitoringu transformatorów, a ostatnio rozwojem urządzeń i systemów do oceny jakości energii.

### **Przemysław Wronek**

mgr inż.

MIKRONIKA

e-mail: wronek@mikronika.com.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej o specjalności metrologia (1980). Jeden z założycieli Mikroniki (1983), obecnie wiceprezes nadzorujący sprawy techniczne. Zajmuje się tworzeniem założeń oraz nadzorem rozwoju oraz aplikacji systemu sterowania i nadzoru SYNDIS w zakresie oprogramowania i sprzętu.

## **Application of Devices and Systems Designed for Power Quality Monitoring and Assessment**

### **Authors**

Wiesław Gil

Przemysław Wronek

### **Keywords**

power quality assessment, class A, disturbances recording

### **Abstract**

The paper presents the problems associated with increasing demands on the equipment and systems for power quality assessment (PQ), installed at power substations. Difficulties are signaled due to current lack of standards defining the test methodology of measuring devices. The necessary device properties and the structure of a large system operated in real time and designed to assess the PQ are discussed. The usefulness of multi-channel analyzers featuring the identification and registration of transients are pointed out. The desirability of synchrophasor assessment implementation and device integration by standard PN-EN 61850 with other SAS device is also justified.





[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)



# Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania w ENERGA-OPERATOR SA – od pomysłu do realizacji

## Autor

Robert Masiąg

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

## Słowa kluczowe

inteligentna infrastruktura pomiarowa, AMI, ENERGA-OPERATOR SA

## Streszczenie

W artykule zaprezentowano podsumowanie wdrożenia Etapu I projektu systemu inteligentnego opomiarowania w ENERGA-OPERATOR SA. Głównym celem projektu jest zapewnienie zdalnego zarządzania układami pomiarowymi oraz zdalne pozyskiwanie danych pomiarowych, ograniczenie różnicy bilansowej, zwiększenie efektywności dostarczanej energii i sprawne zarządzanie siecią, a w późniejszej perspektywie kontrolowanie przez odbiorców zużycia energii oraz wiele innych udogodnień. W pracy opisano założenia biznesowe oraz techniczne, wyzwania związane z realizacją przedsięwzięcia, osiągnięte wyniki, a także uzasadnienie podjęcia decyzji o realizacji projektu przez spółkę.

## 1. Wstęp

Od dłuższego czasu kraje Unii Europejskiej inwestują w działania na rzecz wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Zgodnie z unijną dyrektywą państwa członkowskie mają obowiązek zainstalowania przynajmniej 80% inteligentnych liczników energii do 2020 roku, jednak każde z państw jest na innym etapie wdrożenia. Dla przykładu Włosi jako pierwsi wdrożyli nowe rozwiązanie i pod koniec ubiegłego roku wymienili już niemal wszystkie stare liczniki (99%) na inteligentne. Natomiast w Hiszpanii dyrektywa jest dopiero wdrażana i do tej pory zastąpiono ok. 1 mln liczników. Celem Hiszpanów jest wymiana wszystkich urządzeń do końca 2018 roku, a więc dwa lata przed datą określoną w unijnej dyrektywie. Inne kraje, jak na przykład Francja, dopiero rozpoczynają implementację nowych regulacji.

Jak prezentuje się Polska na tle innych państw członkowskich? Czy wdrożenie AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*, zaawansowana infrastruktura pomiarowa) jest rzeczywiście opłacalne dla polskiej gospodarki? Czy rzeczywiście wdrożenie inteligentnego opomiarowania przyniesie korzyści nie tylko operatorom sieci dystrybucyjnej, ale także odbiorcom energii elektrycznej?

Od ok. trzech lat trwają prace nad wdrożeniem inteligentnego opomiarowania w Polsce. W maju 2011 roku prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował „Stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych (...)” – trwają prace nad kolejnymi. Celem stanowiska URE jest rozpoznanie i zachęcenie dystrybutorów energii do wdrożenia AMI w kraju. W związku z powyższym wielu operatorów sieci dystrybucyjnej podjęło się wyzwania, jakim jest projekt inteligentnego opomiarowania, który ma szansę powieść się w Polsce.

Czas pokazał, że potencjalne problemy związane z wdrożeniem AMI mogą być na bieżąco zarządzane i że możliwe są działania pozwalające na ich rozwiązywanie. ENERGA-OPERATOR SA prowadzi najbardziej zaawansowane prace nad wdrożeniem AMI w Polsce. Wdrożenie AMI w ENERGA-OPERATOR SA jest realizowane od 22 lutego 2010 roku. Pierwsze pół roku przeznaczono na analizę techniczno-ekonomiczną przedsięwzięcia oraz na szczegółowe zaplanowanie inwestycji. Następnie przeprowadzono wiele publicznych postępowań przetargowych, podczas których zakontraktowano elementy niezbędne do realizacji Etapu I wdrożenia. Główne postępowania dotyczyły: budowy centralnego systemu informatycznego AMI z funkcjonalnością Centralnej Bazy Pomiarów, dostaw niezbędnej infrastruktury telekomunikacyjnej oraz infrastruktury pomiarowej. Decyzję o uruchomieniu realizacji Etapu I wdrożenia AMI podjęto 8 czerwca 2010 roku.

### 1.1. Cel projektu

Wdrożenie projektu pozwala na realizację wielu korzyści dla ENERGA-OPERATOR SA. Najważniejsze z nich dotyczą:

- ograniczenia różnicy bilansowej
  - redukcji kosztów odczytów inkasenckich
  - identyfikacji miejsc przerw w zasilaniu odbiorców
  - zapewnienia opomiarowania prosumentów
  - uruchomienia funkcji przedpłatowej licznika
  - utrwalenia wizerunku ENERGA-OPERATOR SA jako firmy innowacyjnej i nakierowanej na efektywność ekonomiczną.
- Ponadto projekt pozwala na generowanie korzyści również dla odbiorców energii elektrycznej. Najważniejsze z nich dotyczą:
- udostępnienia danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń rzeczywistych z klientem

- udostępnienia danych o zużyciu energii w portalu WWW dla odbiorców
- potencjalnego ograniczenia zużycia energii elektrycznej przez odbiorców
- wzmocnienia pozycji odbiorcy energii elektrycznej na rynku
- podwyższenia jakości oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej
- oferowania nowych usług i produktów.

## 1.2. Zakres projektu

Wdrożenie systemu AMI w ENERGA-OPERATOR SA jest zadaniem innowacyjnym i złożonym. To pierwszy i najbardziej zaawansowany tego typu projekt w Polsce. Wdrożenie systemu AMI obejmuje cały obszar działania ENERGA-OPERATOR SA dla klientów taryf G oraz C1:

- liczba klientów komunalnych (taryfa G): 2,8 mln
- liczba klientów biznesowych (taryfa C1): 290 tysięcy.
- W sumie wymienionych zostanie ok. 3,1 mln liczników. Zakres całego projektu obejmuje:
- instalację i uruchomienie infrastruktury inteligentnego opomiarowania (m.in. liczniki komunalne oraz zestawy koncentratorowo-bilansujące)
- instalację oraz uruchomienie infrastruktury telekomunikacyjnej
- zaimplementowanie oraz uruchomienie aplikacji AMI powiązanej z centralną bazą danych pomiarowych.

## 2. Koncepcja wdrożenia systemu AMI w ENERGA-OPERATOR SA

### 2.1. Wybrane założenia biznesowe

Przygotowania do wdrożenia systemu AMI w ENERGA-OPERATOR SA rozpoczęto od opracowania „Studium wykonalności wdrożenia systemu AMI”. Etap ten trwał do 23 czerwca 2010 roku. Na podstawie studium wykonalności powstała koncepcja realizacji projektu AMI, która obejmowała wiele założeń biznesowych, najważniejsze z nich były następujące:

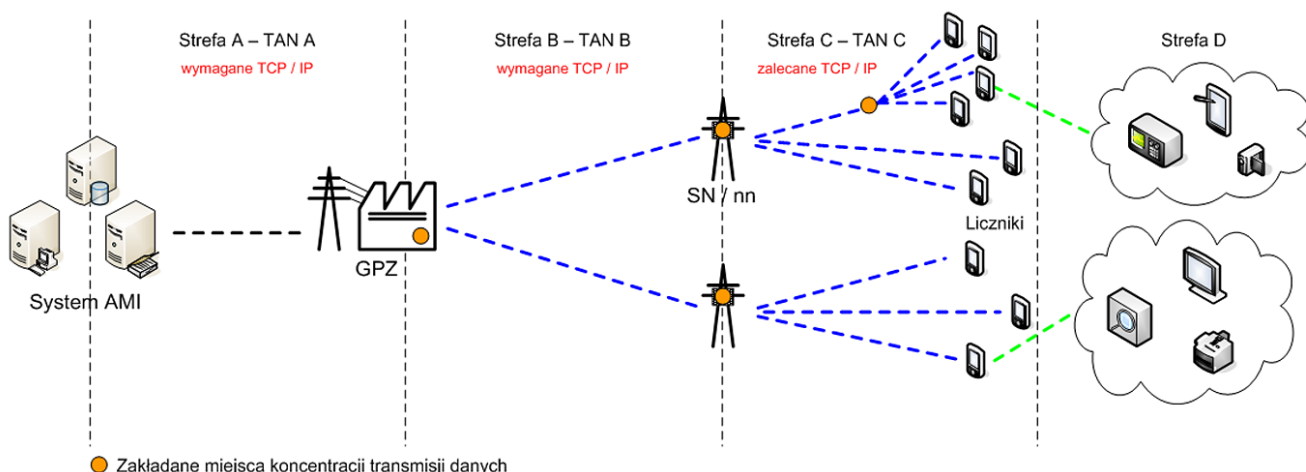
- wdrożenie AMI powinno przynieść korzyści zarówno dla ENERGA-OPERATOR SA, jak i odbiorców energii
- wdrożenie AMI ma być optymalne pod względem kosztów oraz w maksymalnym stopniu powinno bazować na wykorzystaniu zasobów ENERGA-OPERATOR SA
- wdrożenie powinno umożliwiać integrację systemu AMI z przyszłymi rozwiązaniami w zakresie inteligentnych sieci (koncepcja Smart Grid Ready)
- kontraktowanie dostaw powinno być realizowane w taki sposób, aby pozwalało na elastyczną zmianę dostawców i ograniczenie ze strony ENERGA-OPERATOR SA długoterminowych zobowiązań, wynikających z zawartych kontraktów.

### 2.2. Główne założenia techniczne

Na potrzeby realizacji projektu zdefiniowano założenia techniczno-organizacyjne, dotyczące architektury rozwiązania i sposobu jego wdrożenia. Głównym czynnikiem decydującym o wyborze konkretnych rozwiązań było zabezpieczenie długoterminowego interesu ENERGA-OPERATOR SA. Wychodząc z takiego założenia, podjęto decyzję o podziale architektury rozwiązania na niezależne warstwy technologiczne, połączone ze sobą z wykorzystaniem standardowych interfejsów, powszechnie wykorzystywanych na rynku. Zastosowanie takiego rozwiązania zapewnia możliwość dywersyfikacji dostawców poszczególnych rozwiązań technologicznych, co korzystnie przekłada się na jakość dostarczanych produktów oraz koszty wdrożenia.

W przygotowanej w ramach studium wykonalności koncepcji technicznej architektura systemu AMI została podzielona na trzy główne strefy:

- TAN A (ang. *Technical Area Network*) – obszar ten obejmuje centralny system aplikacyjny AMI wraz z infrastrukturą rozległej sieci teleinformatycznej, niezbędnej do skomunikowania aplikacji AMI z węzłami sieci korporacyjnej, do których będą dostarczane dane pomiarowe z koncentratorów danych. Infrastruktura rozległej sieci teleinformatycznej to m.in. łącza światłowodowe oraz aktywna infrastruktura sieciowa (przełączniki sieciowe, routery, modemy, konwertery)
- TAN B – obszar obejmujący łącza telekomunikacyjne zapewniające skomunikowanie za pośrednictwem modemów oraz



Rys. 1. Wielowarstwowa architektura komunikacji AMI [1]

koncentratorów danych pomiarowych, zainstalowanych na stacjach SN/nN, z infrastrukturą sieci korporacyjnej ENERGA-OPERATOR SA

- TAN C – obszar obejmujący warstwę infrastruktury pomiarowej systemu AMI, składający się z koncentratorów danych pomiarowych, liczników energii elektrycznej oraz liczników bilansujących, skomunikowanych ze sobą za pośrednictwem technologii PLC LV (wykorzystującej do komunikacji linie energetyczne niskiego napięcia).

Poglądowy podział architektury AMI na strefy TAN A, TAN B, TAN C oraz podstawowe zasady przepływu informacji pomiędzy nimi przedstawiono na rys. 1. Na rysunku pokazano również obszar infrastruktury sieci domowej (ISD), oznaczony jako strefa D, do którego – zgodnie z zaleceniami URE – mogą być przekazywane informacje z AMI. Obecnie ISD leży poza zakresem projektu AMI oraz poza domeną działania OSD.

Rozwiązanie takie porządkuje logiczną architekturę systemu oraz pozwala na jednoznaczne określenie odpowiedzialności za późniejszą eksploatację całości infrastruktury. Gwarantuje także operatorowi systemu możliwość stosowania praktycznie dowolnych technologii telekomunikacyjnych. Jedynym koniecznym do spełnienia warunkiem jest to, aby modem telekomunikacyjny był wyposażony w technologię Ethernet z TCP/IP. Podejście takie zapewnia również, że w sytuacji niesprawdzenia się któregoś ze stosowanych rozwiązań w konkretnej lokalizacji można w tym miejscu zastosować inną, lepiej dostosowaną technologię telekomunikacyjną.

Co więcej, wprowadzenie podziału na strefy połączone standardowym interfejsem komunikacyjnym, umożliwia firmie ENERGA-OPERATOR SA stosowanie w sieci energetycznej liczników i koncentratorów danych pomiarowych różnych producentów. W ramach Etapu I wdrożenia AMI dla poszczególnych stacji SN/nN stosowano liczniki jednego producenta. Natomiast w Etapie II wdrożenia, dzięki zastosowaniu technologii PRIME (z ang. *Powerline Intelligent Metering Evolution*), możliwe będzie stosowanie liczników różnych producentów. ENERGA-OPERATOR SA jako pierwszy operator systemu dystrybucyjnego w kraju wprowadziła wymóg stosowania tego typu rozwiązania.

### 2.2.1. System informatyczny AMI (TAN A)

W fazie przygotowawczej do wdrożenia systemu aplikacyjnego AMI zdefiniowano następujące kluczowe wymagania:

- system AMI będzie stanowił Centralną Bazę Pomiarów w ENERGA-OPERATOR SA
- rozwój systemu AMI ma być możliwy przez różne podmioty specjalizujące się w budowie systemów informatycznych. ENERGA-OPERATOR SA ma posiadać dostęp i licencje umożliwiające modyfikację kodów źródłowych systemu aplikacyjnego
- w celu zautomatyzowania procesów wymiany informacji pomiędzy AMI i innymi systemami informatycznymi zostaną wdrożone dodatkowe interfejsy komunikacyjne
- system AMI ma zautomatyzować procesy pozyskiwania danych pomiarowych
- system AMI ma umożliwić bilansowanie energii elektrycznej w sieci

- w ramach usług dodatkowych system AMI ma umożliwić przekazywanie odbiorcy informacji o bieżącym zużyciu energii elektrycznej za pośrednictwem portalu AMI, działającego w sieci Internet. Odbiorcom zostanie również udostępniona aplikacja dedykowana urządzeniom mobilnym (Apple iOS, Android), służąca do wizualizacji danych pomiarowych
- system ma zapewnić możliwość zdalnego odczytu licznika w trybie „na żądanie”, co zgodnie z oczekiwaniami URE uprości i przyspieszy proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej
- system ma umożliwić w przyszłości wdrożenie wielu nowych usług dla odbiorców, w tym np. wizualizację danych pomiarowych, nowe typy tariff energetycznych oraz obsługę sprzedaży energii elektrycznej w modelu przedpłatowym.

System informatyczny AMI jest kluczowym ogniwem w architekturze informatycznej i biznesowej firmy ENERGA-OPERATOR SA. Składa się z trzech głównych warstw:

- komunikacyjnej – obejmującej aktywną infrastrukturę sieciową, na którą składają się przełączniki sieciowe oraz routery. W skład warstwy komunikacyjnej wchodzi również dedykowane serwery akwizycji danych pomiarowych, na których podstawie jest zbudowana część rozwiązania odpowiedzialna za bezpośrednie pobieranie danych pomiarowych z koncentratorów obsługujących liczniki energii elektrycznej. Warstwa komunikacji została zaprojektowana w taki sposób, że uszkodzenie jej pojedynczych elementów nie powoduje przerw w działaniu systemu, gwarantując wysoką dostępność całego systemu
- zarządczej – która stanowi jednostkę programowo-sprzętową, wydzieloną logicznie z całości rozwiązania. Warstwa zarządcza jest odpowiedzialna za kontrolę wszystkich działań realizowanych w systemie. Główne funkcje tej warstwy to udostępnienie środowiska pracy operatorom systemu, zarządzanie zasobami i procesami zachodzącymi w systemie, autoryzacja użytkowników oraz rejestrowanie i monitorowanie ich działań (w tym zarządzanie prawami dostępu do poszczególnych funkcjonalności), zapewnienie obsługi interfejsów do systemów zewnętrznych, raportowanie związane z funkcjonowaniem systemu oraz zapewnienie bezpieczeństwa teleinformatycznego
- bazy danych – realizującej funkcjonalność Centralnej Bazy Pomiarów. Jednym z głównych elementów warstwy bazy danych są zasoby dyskowe oraz obliczeniowe, zapewniające obecnie możliwość obsługi 800 tysięcy układów pomiarowych, rejestrujących dane z rozdzielczością 15-minutową.

Cechami charakterystycznymi wdrożonego rozwiązania są:

- wysoka dostępność, gwarantująca ciągłość obsługi procesów biznesowych, gdyż uszkodzenie nawet wielu pojedynczych dysków twardych, zainstalowanych w systemie, nie powoduje przerw w jego działaniu
- wysoka wydajność, zapewniona przez zastosowanie najnowszych dostępnych na rynku technologii (np. 6-rdzeniowe procesory Intel Xeon X5675, półprzewodnikowe dyski twarde SSD, interfejsy sieciowe *InfiniBand*, duże bufor pamięci Smart Flash Cache), gwarantująca płynność realizacji procesów biznesowych i możliwość wydajnego przetwarzania dużych wolumenów danych

- łatwa skalowalność rozwiązania, możliwa do realizacji poprzez dołożenie do obecnej infrastruktury odpowiednich dysków twardej lub modułów procesorowych.

Co ważne, we wszystkich warstwach systemu AMI zastosowano sprawdzone technologie teleinformatyczne, wykorzystywane w stosowanych na całym świecie rozwiązaniach, gdzie ciągłość działania i wydajność są kluczowymi dla użytkownika parametrami.

### 2.2.2. Warstwa telekomunikacyjna (TAN A i TAN B)

Główne wymagania dotyczące łączności pomiędzy koncentratorem danych pomiarowych oraz systemem informatycznym AMI zostały zdefiniowane następująco:

- wdrażane rozwiązanie ma umożliwiać stosowanie dowolnych, uzasadnionych technicznie i ekonomicznie rozwiązań telekomunikacyjnych
- minimalna wymagana przepływność stosowanych łączy telekomunikacyjnych to 64 kbit/sek. Wymaganie to zdefiniowano w celu zapewnienia możliwości wykorzystywania warstwy telekomunikacyjnej systemu AMI do wdrażania nowych funkcjonalności. Przykładem takiego zastosowania może być zarządzanie siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem sieci inteligentnych
- ma zostać zapewniona możliwość wymienności technik telekomunikacyjnych przez zapewnienie standardowego interfejsu komunikacyjnego Ethernet z obsługą protokołów TCP/IP.

### 2.2.3. Warstwa infrastruktury pomiarowej (TAN C)

W zakresie warstwy infrastruktury pomiarowej główne wymagania zostały określone następująco:

- wdrażana infrastruktura pomiarowa AMI musi spełniać wymagania prezesa URE, opublikowane w stanowisku dotyczącym minimalnych wymagań AMI
- każdy licznik energii elektrycznej będzie mógł działać w trybie przedpłatowym, jednak logika obsługi procesów przedpłatowych będzie umiejscowiona poza licznikiem
- każdy licznik będzie wyposażony w zdalnie zarządzany moduł, którym będzie można ograniczać moc dostarczoną do odbiorcy – funkcjonalność oczekiwana przez URE, szczególnie pożądana dla zapewnienia dostaw energii do odbiorców wrażliwych
- licznik energii elektrycznej umożliwi przesyłanie odczytów do aplikacji centralnej z liczników innych mediów (np. gaz, ciepło), dzięki wykorzystaniu lokalnej komunikacji z tymi licznikami; licznik musi być przygotowany na możliwość integracji z wykorzystaniem protokołów komunikacyjnych, które w obecnym czasie nie są zdefiniowane i będą podlegać rozwojowi w przyszłości
- liczniki wyposażone będą w interfejs umożliwiający podłączenie modułu komunikacyjnego na potrzeby przekazywania informacji do urządzeń ISD, m.in. o bieżącym zużyciu, w trybie zbliżonym do czasu rzeczywistego.

Ponadto określono wymagania techniczne dla trzech głównych typów urządzeń, z których zbudowana jest warstwa infrastruktury pomiarowej systemu AMI, tj. dla liczników komunalnych, liczników bilansujących oraz koncentratorów danych pomiarowych. Łącznie zostało zdefiniowanych ponad 160 szczegółowych wymagań technicznych.

### 2.2.4. Bezpieczeństwo teleinformatyczne oraz ochrona prywatności odbiorców

Bardzo ważnym czynnikiem związanym z wdrożeniem całości infrastruktury AMI jest zapewnienie bezpieczeństwa rozwiązania. Mając na uwadze, że wykorzystanie infrastruktury AMI niezgodnie z jej przeznaczeniem może powodować wiele zagrożeń związanych z zapewnieniem ciągłości zasilania odbiorców, już na etapie definiowania wymagań technicznych określono wiele funkcjonalności pozwalających na zwiększenie bezpieczeństwa systemu. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa zostały zdefiniowane dla wszystkich warstw wdrażanego rozwiązania: aplikacji, telekomunikacji oraz infrastruktury pomiarowej. Główne z nich to: możliwość szyfrowania danych przesyłanych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu, zastosowanie wymiennych kluczy kryptograficznych, zapewnienie wysokiej niezawodności systemu oraz redundancja kluczowych elementów rozwiązania. W celu zapewnienia należytej ochrony danych pomiarowych przyjęto, że będą one traktowane tak jak dane osobowe. W aplikacji AMI zostały wprowadzone mechanizmy rejestracji wszystkich operacji związanych z pobieraniem, modyfikacją oraz udostępnianiem danych. Zdefiniowano wiele poziomów uprawnień pozwalających na kontrolę dostępu do odpowiednich kategorii danych przetwarzanych w systemie oraz wprowadzono zaawansowane mechanizmy zarządzania, związane z parametryzacją i administracją całości systemu.

## 3. Wyzwania związane z realizacją przedsięwzięcia

### 3.1 Specyficzne wymagania URE ws. AMI

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, jeden z głównych interesariuszy oraz zwolenników wdrożenia AMI w naszym kraju, opublikował 31 maja 2011 roku stanowisko w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku. W stanowisku określone zostały minimalne wymagania odnośnie funkcjonalności systemów klasy AMI. Jednocześnie URE jest w trakcie prac nad dokumentami dotyczącymi bezpieczeństwa AMI, wymagań w zakresie infrastruktury sieci domowej oraz postulowanego modelu rynku opomiarowania w Polsce z udziałem operatora informacji pomiarowej (OIP). Specyficzne wymagania URE ws. AMI dotyczą implementacji w licznikach inteligentnych interfejsu HAN (z ang. *Home Area Network*, sieć domowa), a także rejestracji profilu odczytu liczników.



### 3.1.1. Wymagania URE w zakresie interfejsu HAN

Elementem, który stanowi nowe wymaganie techniczne dotyczące liczników energii elektrycznej, jest implementacja w liczniku interfejsu komunikacyjnego do infrastruktury sieci domowej odbiorcy (ISD, HAN). Konieczność implementacji tego interfejsu wynika z wymagań URE i należy podkreślić, że jest to wymóg specyficzny dla rynku polskiego. W ENERGA-OPERATOR SA podjęto decyzję, że rolę interfejsu HAN będzie pełnił port USB. Wymagania URE nie określają konkretnego typu portu, każdy OSD może więc stosować dowolny interfejs HAN w licznikach AMI. W ENERGA-OPERATOR SA wybrano port USB, ponieważ jest to otwarty port komunikacyjny, który stwarza nowe możliwości techniczne związane z wykorzystaniem liczników AMI. Zaletami zastosowania portu USB w liczniku energii elektrycznej są:

- możliwość stosowania dowolnej technologii komunikacji (od USB do bramy domowej)
- możliwość dostosowania technologii komunikacji do miejsca instalacji licznika, poprzez zastosowanie odpowiedniego adaptera podłączanego do portu USB
- możliwość stosowania bezprzewodowych oraz przewodowych technologii komunikacji
- otwartość rozwiązania na zastosowanie nowych, nieznanych jeszcze dzisiaj technologii
- standaryzacja sposobu zasilania podłączonego do portu USB adaptera komunikacyjnego
- standaryzacja warstwy fizycznej i logicznej komunikacji.

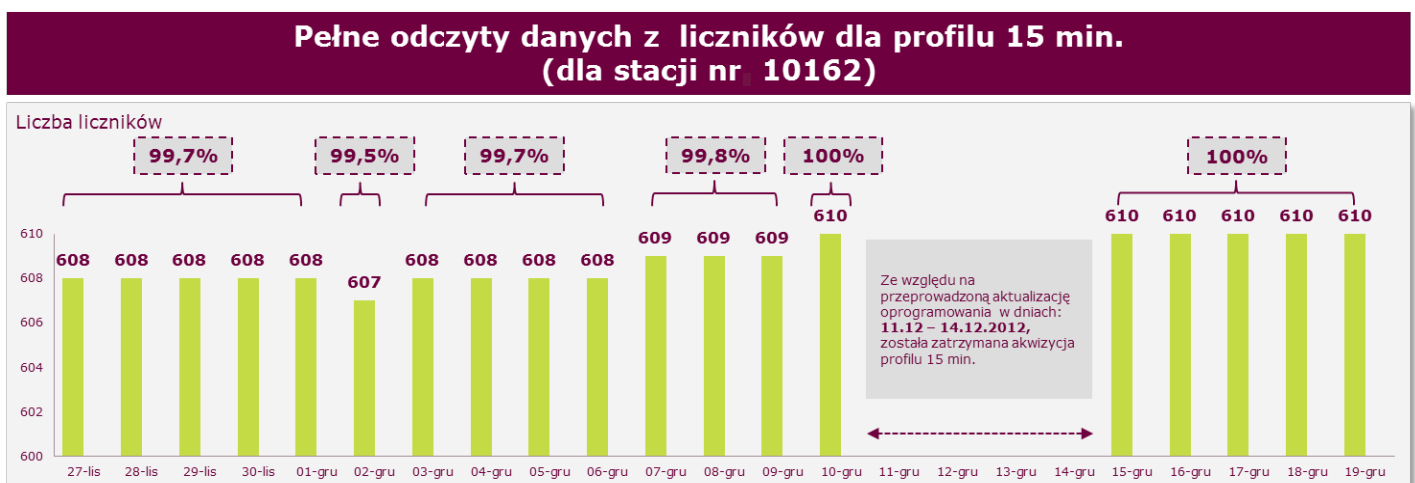
### 3.1.2. Wymagania URE w zakresie rejestracji profilu odczytu liczników

W kontekście skuteczności odczytów istotnym uwarunkowaniem jest wymaganie Urzędu Regulacji Energetyki rejestracji profilu 15-minutowego. Wymaganie to zostało zdefiniowane przez URE ponad dwa lata temu, niemniej do chwili obecnej nie ma biznesowego uzasadnienia dla tak częstej realizacji odczytów. Na rynku nie są dostępne żadne produkty, które wymagałyby tak częstej rejestracji danych. Na potrzeby osiągnięcia założonych celów biznesowych wystarczająca jest rejestracja danych

co godzinę. Obecnie URE odchodzi od wymagania rejestracji profilu 15-minutowych na rzecz profili godzinowych, niemniej realizacja odczytów 15-minutowych pozwoliła na uzyskanie bardzo cennych doświadczeń związanych ze stosowaniem technologii PLC LV. Jako przykład możliwości wdrożonej w ENERGA-OPERATOR SA technologii przedstawiono na rys. 2 wyniki analizy skuteczności odczytów dla jednej z największych stacji SN/nN pod względem liczby zasilanych odbiorców. Dane pomiarowe dla tej stacji rejestrowane są co 15 minut dla ponad 600 odbiorców. W praktyce oznacza to, że ENERGA-OPERATOR SA dysponuje technologią, która pozwala w razie uzasadnionej biznesowo potrzeby na włączenie rejestracji profilu 15-minutowych dla 100% odbiorców energii. Z posiadanych przez ENERGA-OPERATOR SA informacji wynika, że do tej pory żaden operator sieci dystrybucyjnej nie wdrożył technologii umożliwiającej odczytywanie liczników w profilu 15-minutowym.

### 3.2. Brak na rynku gotowych produktów, pozwalających na spełnienie wymagań ENERGA-OPERATOR SA

Systemy inteligentnego opomiarowania nie są obecnie rozwiązaniami, które są powszechnie stosowane przez operatorów sieci dystrybucyjnych na świecie. Na ich wdrożenie decydują się wyłącznie najbardziej innowacyjne podmioty, postrzegające energetykę nie tylko przez pryzmat dostarczania energii elektrycznej, ale też przez daleko idącą optymalizację kosztów swoich działań oraz możliwości dostarczania odbiorcom nowych produktów i usług. W Polsce wdrożenia systemów AMI są całkowitą nowością, w związku z czym decyzje o ich realizacji muszą być dogłębnie przemyślane, a realizacja ściśle nadzorowana i monitorowana. Jak wcześniej wspomniano, projekt AMI w ENERGA-OPERATOR SA jest pierwszym i najbardziej zaawansowanym tego typu przedsięwzięciem w naszym kraju. Mając na uwadze powyższe, oczywiste jest, że w trakcie pierwszej fazy wdrożenia wystąpiły różnego rodzaju problemy i trudności, dla których ENERGA-OPERATOR SA musiała znaleźć autorskie rozwiązania. Duży nacisk położono na interoperacyjność, niezawodność oraz innowacyjność stosowanych rozwiązań. Jednak,



Rys. 2. Skuteczność odczytów na stacji nr 10162 w Kaliszu [1]



jednym z głównych problemów jest brak na rynku gotowych produktów pozwalających na spełnienie wszystkich wymagań ENERGA-OPERATOR SA:

- brak infrastruktury inteligentnego opomiarowania spełniającej wymagania, a w szczególności brak liczników z komunikacją PRIME i portem USB, a także brak zestawów koncentratorowo-bilansujących o wymaganej specyfikacji
- brak gotowych rozwiązań i mechanizmów w zakresie systemów informatycznych, spełniających wymagania w zakresie systemu aplikacyjnego AMI.

Innymi istotnymi problemami, jakim musiała sprostać ENERGA-OPERATOR SA podczas realizacji Etapu I wdrożenia AMI, są m.in.:

- brak sprawdzonej, niezawodnej i stabilnie działającej infrastruktury telekomunikacyjnej w warunkach polskich OSD
- realizacja postępowań przetargowych zgodnie z Prawem zamówień publicznych, a w konsekwencji m.in. niska jakość ofert składanych przez wykonawców, wydłużanie postępowań przez dostawców, błędy formalne
- przygotowanie organizacyjne korporacji do prowadzenia tak dużego projektu, m.in. powołanie zespołów projektowych, przygotowanie odpowiednich procesów i zmian organizacyjnych.

### 3.3 Ogromne przedsięwzięcie organizacyjne, wymagające wysiłku całego przedsiębiorstwa

W dniu podjęcia formalnej decyzji o uruchomieniu realizacji Etapu I wdrożenia AMI, 8 czerwca 2010 roku, powołano Program Technologiczny „Wdrożenie systemu AMI w ENERGA-OPERATOR SA”, w którego skład weszły cztery zespoły projektowe odpowiedzialne za:

- wdrożenie infrastruktury pomiarowej systemu AMI
- wdrożenie dwukierunkowej sieci transmisji danych na potrzeby systemu AMI
- wdrożenie centralnego systemu informatycznego na potrzeby zarządzania środowiskiem AMI

przyłączenie do systemu Converge liczników energii elektrycznej obsługujących odbiorców przemysłowych.

Oprócz zespołów projektowych złożonych z pracowników ENERGA-OPERATOR SA wsparcia w pracach projektowych udzieliли również pracownicy ENERGA-OBRÓT oraz innych spółek Grupy Kapitałowej ENERGA SA. Warto podkreślić, że ENERGA-OPERATOR SA efektywnie wykorzystuje własne zasoby podczas wdrożenia projektu AMI. Spółki Pracy Na Sieci (SPNS) realizują modernizację stacji SN/nN, a Techniczna Obsługa Odbiorców (TOO) wymianę liczników oraz montaż zestawów koncentratorowo-bilansujących. Aby doprowadzić do takiego funkcjonowania korporacji na potrzeby projektu wdrożenia infrastruktury inteligentnego opomiarowania, konieczne było wprowadzenie odpowiednich zmian organizacyjnych oraz przygotowanie procesów, co nie było łatwym zadaniem. ENERGA-OPERATOR SA współpracuje również z Urzędem Regulacji Energetyki (URE), Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE), Towarzystwem Obrotu Energią (TOE), PSE Operator,

innymi krajowymi i zagranicznymi operatorami systemów dystrybucyjnych, a także z dostawcami inteligentnego opomiarowania oraz z różnego rodzaju firmami i instytucjami o charakterze doradczym.

Reasumując, wdrożenie Etapu I projektu AMI postawiło ENERGA-OPERATOR SA przed wieloma wyzwaniami organizacyjnymi i technicznymi. Niemniej jednak pozwoliło na zebranie doświadczeń i kompetencji umożliwiających realizację wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania w skali całej firmy. W szczególności zdobyto wiele praktycznych doświadczeń w zakresie modernizacji stacji SN/nN, organizacji wymiany dużej liczby układów pomiarowych u klientów indywidualnych w ściśle określonym czasie oraz współpracy z dostawcami w uruchomieniu zakupionej infrastruktury wchodzącej w skład inteligentnego opomiarowania.

## 4. Wyniki osiągnięte podczas etapu I wdrożenia AMI w ENERGA-OPERATOR SA

Etap I wdrożenia AMI jest pionierskim rozwiązaniem na rynku polskim ze względu na innowacyjność przedsięwzięcia oraz skalę przekraczającą 100 tys. punktów pomiarowych. ENERGA-OPERATOR SA to jedyny z operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce, który podjął się tak dużego wyzwania.

Wdrażane rozwiązanie AMI pozwoliło częściowo osiągnąć zamierzone cele stawiane przez ENERGA-OPERATOR SA, jak również zebrać wiele cennych doświadczeń i informacji.

Do istotnych osiągnięć projektowych Etapu I wdrożenia AMI zaliczyć można:

- możliwość realizacji odczytów w rejestrze profili 15-minutowych, zgodnych z wymaganiami URE
- udostępnienie danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń rzeczywistych z klientem
- wprowadzenie portu USB do urządzeń pomiarowych
- udostępnienie dedykowanego portalu internetowego dla odbiorców
- uruchomienie funkcji przedpłatowej licznika.

### 4.1. Realizacja odczytów w rejestrze profili 15-minutowych

W obszarze metrologii ENERGA-OPERATOR SA dysponuje dwukierunkową komunikacją z licznikami oraz rejestracją danych pomiarowych w profilu 15-minutowym. Wdrożone w ramach Etapu I rozwiązanie jest w pełni zgodne z wysokimi wymaganiami postawionymi przez prezesa URE w stanowisku ds. AMI. Wymagania tego nie spełniają, jak dotychczas, żadne inne rozwiązania wdrażane przez pozostałych OSD w Polsce.

### 4.2. Udostępnienie danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń rzeczywistych z klientem

Wdrożone rozwiązanie AMI umożliwia udostępnianie danych na potrzeby rzeczywistych, miesięcznych rozliczeń z klientem. W praktyce rozwiązanie to zostało przetestowane z jednym ze sprzedawców energii elektrycznej – ENERGA-OBRÓT. Polega ono na tym, że już w tej chwili dla kilkudziesięciu tysięcy liczników energii elektrycznej istnieje możliwość wykorzystania danych pomiarowych odczytanych drogą elektroniczną. Do lokalizacji

objętych inteligentnym opomiarowaniem nie jest konieczne wysyłanie inkasentów w celu dokonania odczytu. Już obecnie na podstawie odczytu rzeczywistego, zrealizowanego za pomocą AMI, ENERGA-OPERATOR SA jest w stanie co miesiąc zapewnić dane do rozliczenia zużycia energii przez odbiorcę. Wnioski z testów potwierdziły możliwość stosowania tego rozwiązania na całym obszarze ENERGA-OPERATOR SA, o ile tylko zostaną zamontowane liczniki AMI. Obecnie prowadzone są prace nad produkcyjnym wykorzystaniem danych z AMI w systemach rozliczeniowych.

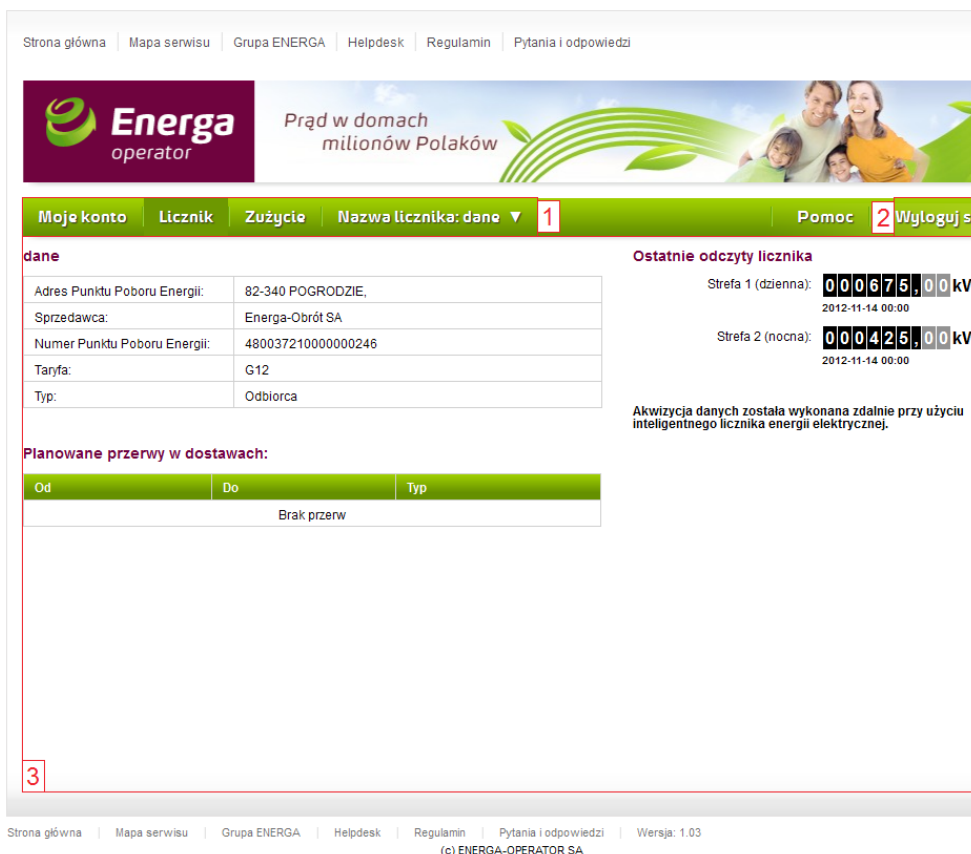
### 4.3. Wprowadzenie portu USB do urządzeń pomiarowych

Jednym z wymagań, które ENERGA-OPERATOR SA wprowadziła do liczników AMI, jest port komunikacyjny USB. Z jednej strony konieczność stosowania portu komunikacyjnego w liczniku AMI wynika z wymagań URE (nie jest określony konkretny typ portu), a z drugiej strony zastosowanie otwartego portu komunikacyjnego, jakim jest USB, stwarza nowe możliwości techniczne związane z wykorzystaniem liczników AMI. Dotychczas w niektórych typach liczników występowały porty komunikacyjne, ich wykorzystanie było jednak związane z wieloma ograniczeniami, których wyeliminowanie wymagało współpracy z dostawcą danego typu licznika i poniesienia dodatkowych kosztów. Wprowadzenie do licznika energii portu USB (stosowanego dotychczas do komunikacji w komputerach osobistych oraz urządzeniach domowych) powoduje, że możliwe są nowe

sposoby wykorzystania liczników energii elektrycznej, polegające np. na skomunikowaniu licznika z urządzeniami automatyki domowej i przekazywanie do nich informacji pozwalających na optymalizację pracy urządzeń odbiorcy.

### 4.4. Udostępnienie dedykowanego portalu internetowego dla odbiorców

ENERGA-OPERATOR SA w ramach uruchomienia pilotażowego udostępnia wybranym odbiorcom energii elektrycznej dedykowany portal internetowy oraz aplikacje mobilne na smartfony i tablety. Funkcjonalności rozwiązania obejmują możliwość analizy schematów zużycia energii poprzez porównanie zużycia danego odbiorcy do średniego zużycia innych odbiorców oraz identyfikację okresów podwyższonego zużycia, a co za tym idzie umożliwiają optymalizację uwzględniającą różnice w cenach energii w poszczególnych przedziałach taryfowych. Inne planowane udogodnienia dla odbiorców to powiadomienia SMS oraz e-mail o przerwach w zasilaniu wykrytych na podstawie analizy działania systemu AMI i przewidywanym czasie ich usunięcia. Aby zalogować się do portalu AMI, należy w sieci Internet wejść na stronę WWW, gdzie wyświetli się ekran logowania. Po zalogowaniu do serwisu użytkownicy inteligentnych liczników mają możliwość utworzenia swojego konta, ułatwiającego przyszłe korzystanie z portalu. Poniżej, na rys. 3–5, przedstawiono kilka wybranych widoków zakładek portalu.



Strona główna | Mapa serwisu | Grupa ENERGA | Helpdesk | Regulamin | Pytania i odpowiedzi

**Energa operator** Prąd w domach milionów Polaków

Moje konto | Licznik | Zużycie | Nazwa licznika: dane 1 | Pomoc 2 | Wyloguj się

**dane**

Adres Punktu Poboru Energii:	82-340 POGRODZIE,
Sprzedawca:	Energa-Obrót SA
Numer Punktu Poboru Energii:	480037210000000246
Taryfa:	G12
Typ:	Odbiorca

**Ostatnie odczyty licznika**

Strefa 1 (dzienna): **000675,00 kW**  
2012-11-14 00:00

Strefa 2 (nocna): **000425,00 kW**  
2012-11-14 00:00

Akwizycja danych została wykonana zdalnie przy użyciu inteligentnego licznika energii elektrycznej.

**Planowane przerwy w dostawach:**

Od	Do	Typ
Brak przerw		

3

Strona główna | Mapa serwisu | Grupa ENERGA | Helpdesk | Regulamin | Pytania i odpowiedzi | Wersja: 1.03  
(c) ENERGA-OPERATOR SA

Rys. 3. Konto użytkownika

Strona główna | Mapa serwisu | Grupa ENERGA | Helpdesk | Regulamin | Pytania i odpowiedzi

Prąd w domach  
milionów Polaków

Moje konto
Licznik
Zużycie
Nazwa licznika: ładny profil ▾
Pomoc
Wyloguj się

**ładny profil**

Adres Punktu Poboru Energii:	82-340 POGRODZIE,	1
Sprzedawca:	Energa-Obrót SA	
Numer Punktu Poboru Energii:	48003721000000246	
Taryfa:	G12	
Typ:	Odbiorca	

**Ostatnie odczyty licznika**

2 Strefa 1 (dzienna): **000675,00 kWh**  
2012-11-14 00:00

Strefa 2 (nocna): **000425,00 kWh**  
2012-11-14 00:00

**Akwizycja danych została wykonana zdalnie przy użyciu inteligentnego licznika energii elektrycznej.** 3

**Planowane przerwy w dostawach:**

Od	Do	Typ	4
2012-12-05 05:57	2012-12-10 12:00	Planowany	

Strona główna | Mapa serwisu | Grupa ENERGA | Helpdesk | Regulamin | Pytania i odpowiedzi | Wersja: 1.03  
(c) ENERGA-OPERATOR SA

Rys. 4. Widok zakładki „Licznik”

Strona główna | Mapa serwisu | Grupa ENERGA | Helpdesk | Regulamin | Pytania i odpowiedzi

Prąd w domach  
milionów Polaków

Moje konto
Licznik
Zużycie
Nazwa licznika: ładny profil ▾
Pomoc
Wyloguj się

► Dzień 1

► Tydzień

► Miesiąc

► Dowolne

---

Twoja średnia:  
**8,09 kWh** 2

Zużycie maksymalne:  
**17,38 kWh**  
2012-11-22 00:00

Zużycie minimalne:  
**2,67 kWh**  
2012-11-02 00:00

Średnia w grupie taryfowej:  
**8,09 kWh**

Okres od: 2012-10-26 12 do: 2012-11-25 12  Porównaj z: od: 2012-09-26 12 do: 2012-10-26 12 3

Zużycie [kWh]

Czas

Zużycie  
 Zużycie średnie  Zużycie minimalne  Zużycie maksymalne 5

Pobierz
Odśwież
🔍
↺

Strona główna | Mapa serwisu | Grupa ENERGA | Helpdesk | Regulamin | Pytania i odpowiedzi | Wersja: 1.03  
(c) ENERGA-OPERATOR SA

Rys. 5. Widok zakładki „Zużycie”

## 4.5. Uruchomienie funkcji przedpłatowej licznika

Wdrożenie liczników AMI umożliwia sprzedaż energii elektrycznej na zasadach przedpłaty praktycznie każdemu odbiorcy objętemu wdrożeniem AMI. Zasada działania tego rozwiązania bazuje na wykorzystaniu podstawowych cech funkcjonowania infrastruktury pomiarowej AMI. Licznik AMI za pośrednictwem łączy telekomunikacyjnych przekazuje do systemu informatycznego AMI informacje o ilości energii zużywanej przez odbiorcę. Informacje te są na bieżąco przekazywane do systemu sprzedawcy energii, w którym są poddawane analizie. W razie stwierdzenia przez system obsługi przedpłatowej sprzedaży energii wyczerpania się limitu energii, którą można dostarczyć do odbiorcy, do systemu AMI wysyłane jest polecenie wstrzymania lub ograniczenia dostaw. Po stronie sprzedawcy leży zapewnienie obsługi kanałów płatności za energię dostarczaną w modelu przedpłatowym. Realizacja przedpłatowego modelu sprzedaży energii z wykorzystaniem infrastruktury AMI powoduje, że usługa dostępna dzisiaj z dużymi ograniczeniami będzie dostępna dla wszystkich zainteresowanych odbiorców. Dużą zaletą rozwiązania jest to, że do realizacji przedpłatowej sprzedaży energii nie będą wymagane, tak jak ma to miejsce dzisiaj, specjalne, dosyć kosztowne liczniki.

Obecnie ENERGA-OPERATOR SA prowadzi z ENERGA-OBRÓT testy funkcjonowania platformy do sprzedaży energii w modelu przedpłatowym. Po zakończeniu testów usługa będzie mogła zostać udostępniona odbiorcom. Szacowany termin udostępnienia rozwiązania, zależny od ENERGA-OBRÓT, to druga połowa 2013 roku.

## 5. Wnioski końcowe

Systemy inteligentnego opomiarowania są obecnie rozwiązaniami, których powszechnie nie stosują operatorzy sieci dystrybucyjnych na świecie. Na ich wdrożenie decydują się wyłącznie najbardziej innowacyjne podmioty, postrzegające energetykę nie tylko przez pryzmat dostarczania energii elektrycznej, ale też przez daleko idącą optymalizację kosztów swoich działań oraz możliwości dostarczania odbiorcom nowych produktów i usług.

W Polsce wdrożenia systemów AMI są całkowitą nowością i – co oczywiste – decyzje o ich realizacji muszą być dogłębnie przemyślane, a realizacja ściśle nadzorowana i monitorowana. Systemy inteligentnego opomiarowania w Polsce są postrzegane głównie jako narzędzie, które pozwala na optymalizację odczytów wskazań liczników realizowanych przez inkasentów. Jest to błędne założenie, ponieważ na rozwiązania tego typu należy patrzeć dużo szerzej. Inteligentne opomiarowanie pozwoli w przyszłości na pełne bilansowanie sieci energetycznej na

wszystkich jej poziomach. Istotnie będzie utrudniony nielegalny pobór energii elektrycznej. W czasie zbliżonym do rzeczywistego będzie analizowany stan sieci elektroenergetycznej, dzięki czemu będzie możliwe szybkie lokalizowanie i usuwanie awarii oraz zarządzanie siecią w sposób uniemożliwiający *blackout* lub wystąpienie rozległych awarii zasilania. Na bieżąco będzie monitorowana jakość energii dostarczanej do odbiorcy końcowego, gwarantując niezakłóconą pracę jego urządzeń.

Nie bez znaczenia są też ekologiczne aspekty wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania. W lokalizacjach, w których zostanie wdrożony taki system, w dużo większej niż obecnie skali będzie można wykorzystywać odnawialne źródła energii oraz, co istotne, nimi zarządzać i oceniać wpływ ich działania na sieć elektroenergetyczną. Obecnie rozwiązanie takie nie jest możliwe w skali całej sieci.

Kolejnym ważnym aspektem wdrożenia AMI jest czynnik społeczny, związany z dostawami energii elektrycznej. Wdrożenie AMI, zgodnie z oczekiwaniami URE, pozwoli na zagwarantowanie odbiorcom wrażliwym dostaw energii na tzw. poziomie socjalnym.

To wszystko nie stanie się oczywiście z dnia na dzień i prawdopodobnie pełne wykorzystanie inteligentnego opomiarowania zajmie długie lata. Niemniej, mając na uwadze ekonomiczną opłacalność tego przedsięwzięcia, od wdrożenia sieci inteligentnych nie ma już odwrotu. To oczywiste, że w trakcie pierwszej fazy wdrożenia wystąpiły różnego typu problemy i trudności, jednakże znane są sposoby, aby je rozwiązać. Po kilkunastu miesiącach pracy zbudowano rozwiązanie, które nie zostało wdrożone przez żadnego operatora sieci dystrybucyjnej, w szczególności w zakresie odczytów liczników w profilu 15-minutowym.

W trakcie realizacji Etapu I wdrożenia AMI w ENERGA-OPERATOR SA zdobyto wiele doświadczeń pozwalających na jednoznaczne wykazanie, że efektywne wdrożenie systemu AMI jest możliwe. Należy podkreślić, że doświadczenia te zostały już uwzględnione w przygotowywaniu kolejnych etapów projektu.

## BIBLIOGRAFIA

1. ENERGA-OPERATOR SA, Podsumowanie wdrożenia Etapu I projektu AMI wg stanu na dzień 31 grudnia 2012, Gdańsk, styczeń 2013.
2. Urząd Regulacji Energetyki, Stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku, Warszawa, maj 2011.
3. Urząd Regulacji Energetyki, Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2011, lipiec 2011.

**Robert Masiąg**

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: robert.masiąg@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego, kierunku elektrotechnika, Politechniki Lubelskiej. Po zakończeniu studiów podjął pracę w dużej firmie telekomunikacyjnej, gdzie zajmował się zarządzaniem infrastrukturą telekomunikacyjną oraz informatyczną. Kierował zespołami specjalistów, realizując duże i złożone projekty informatyczne. Największy z nich to opracowanie koncepcji budowy i wdrożenia centralnego systemu kolekcji danych, obsługującego rekordy bilingowe pochodzące od ponad 10 mln klientów. W ostatnich latach odpowiadał za jednoczesny rozwój kilkunastu systemów informatycznych w obszarach kolekcji danych bilingowych oraz rozliczeń międzyoperatorskich. W ENERGA-OPERATOR SA pełni rolę pełnomocnika zarządu ds. wdrożenia sieci inteligentnej, i m.in. kieruje pracami związanymi z realizacją prac projektowych wdrożenia systemu AMI, który będzie stanowił bazę do budowy Smart Grid.

## The Implementation of Smart Metering System in ENERGA-OPERATOR SA – From Idea to Production

**Author**

Robert Masiąg

**Keywords**

Smart Metering, AMI, ENERGA-OPERATOR SA

**Abstract**

This article presents a summary of the project implementation of Smart Metering systems in ENERGA-OPERATOR SA. The main objective of the project is the remote management and remote measurement data acquisition, reduction of the carrying difference, increasing energy efficiency and efficient management of the grid distribution and control consumption energy by the consumer and many others. This paper describes the business and technical assumption, challenges of the implementation of the project, the results achieved, and the reasons for the decision on the project by the company.



## Kompleksowa obsługa obiektów przemysłowych z wykorzystaniem systemu automatyzacji MASTER

### Autorzy

Michał Białecki  
 Radosław Izakiewicz  
 Antonina Kieleczawa  
 Piotr Pietras  
 Roman Skakowski  
 Wojciech Szubert  
 Edward Ziaja

[POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI](#)

### Słowa kluczowe

system automatyzacji, automatyzacja obiektów przemysłowych, PCL

### Streszczenie

System Automatyzacji MASTER jest w pełni polskim systemem opracowanym w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. Jest na bieżąco optymalizowany i unowocześniany w zakresie sprzętu i oprogramowania. Oprócz nieograniczonej możliwości rozszerzania puli standardowych linków komunikacyjnych umożliwia aplikację dowolnych firmowych protokołów. Zapewnia wystarczające zasoby i mechanizmy do kompleksowych automatyzacji obiektów, jak również tworzenia heterogenicznych instalacji poprzez łatwą integrację z systemami innych producentów.

### 1. Wstęp – struktura oraz kwestie rozwoju i wdrożeniowe systemu automatyzacji MASTER

Powszechność stosowania komputerów w życiu prywatnym zasadniczo zwiększyła wymagania użytkowników w zakresie funkcjonalności i prostoty obsługi systemów automatyzacji. System powinien być niezawodny, przyjazny w obsłudze, łatwo modyfikowalny i serwisowany. Coraz częstszym wymaganiem użytkowników jest kompleksowość rozwiązań w celu zaspokajania potrzeb wszystkich służb obsługujących obiekty przemysłowe.

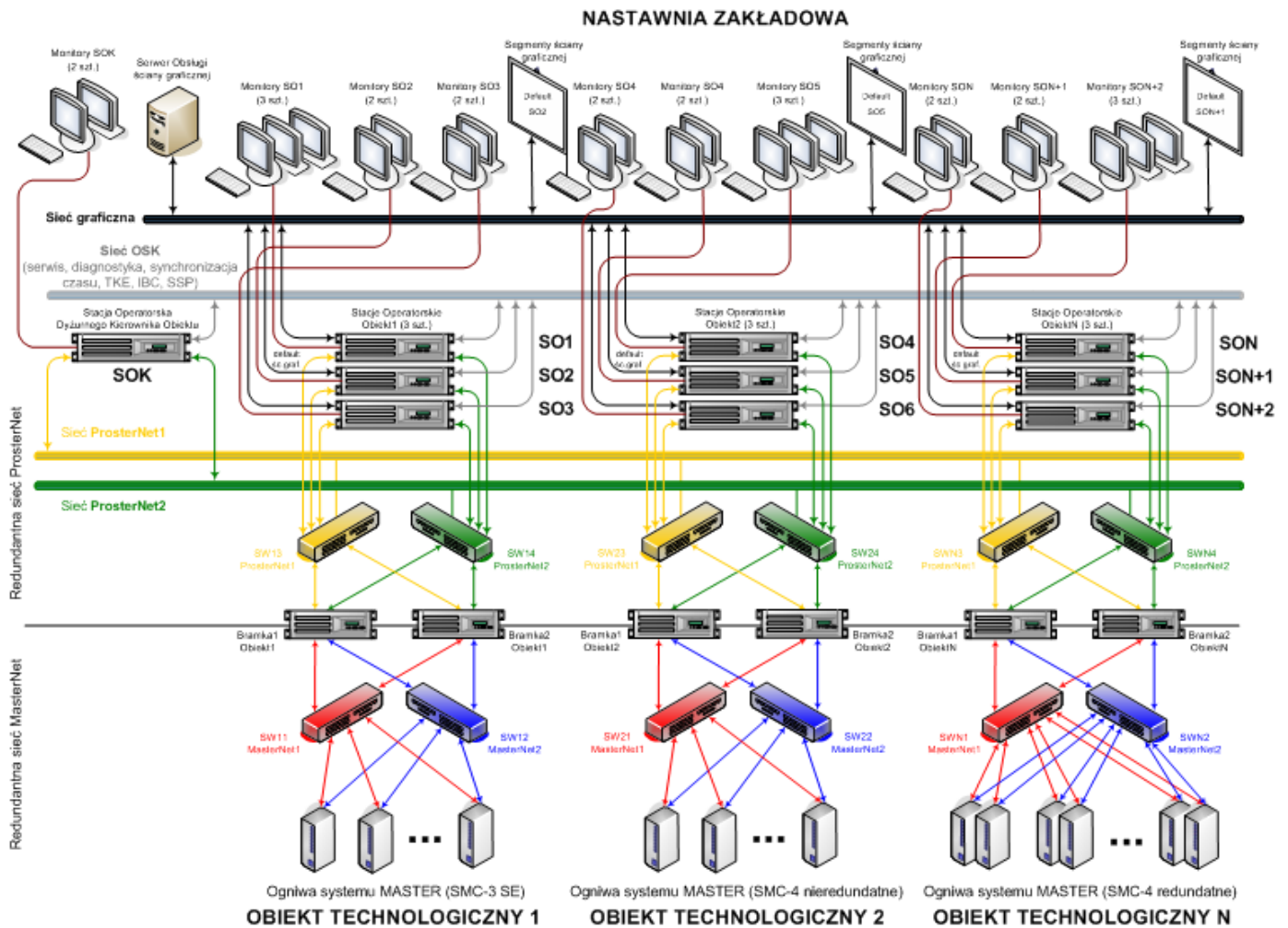
System Automatyzacji MASTER został opracowany w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. i jest systematycznie rozwijany od kilkadziesiąt lat. Obsługuje różnorodną automatykę, w tym rodzime sterowniki MASTER. Posiada rozbudowane funkcjonalnie stacje operatorskie, wspomagające pracę operatorów obsługujących procesy technologiczne. W ostatnim czasie został wzbogacony o system nadrzędny MASTER, udostępniający informacje dla służb zarządzania, z wykorzystaniem technologii internetowych/intranetowych. Może również wymieniać informacje z systemami innych producentów na różnych poziomach jego struktury. Komponenty systemu automatyzacji integrowane są do postaci jednolitego systemu automatyzacji za pomocą sieci komunikacyjnych, opartych w większości na

sieciach ethernetowych i protokołach transportowych (TCP, UDP)/IP.

W treści artykułu umieszczono przykładowe rysunki z istniejących instalacji obiektowych, ilustrujące główne cechy systemu. Poszczególne aplikacje obiektowe są w pełni edytowalne i przygotowywane zgodnie z oczekiwaniami użytkowników.

Organizacyjnie System Automatyzacji MASTER posiada strukturę warstwową i składa się z (rys. 1):

- **poziomu procesowego** (ogniwa fizyczne, ogniwa wirtualne, stacje komunikacyjno-przetwarzające – bramki MGate)
- **poziomu operatorskiego** (równorzędne stacje operatorskie w dowolnej ilości)
- **poziomu nadrzędnego** (witryny internetowe systemu MASTER, stacje sprzęgające oraz firmowe i standardowe linki do obcych systemów nadrzędnych)
- **podsystemu inżynierskiego** (edytory poziomu procesowego i operatorskiego, narzędzia diagnostyki oraz serwisu offline i online)
- **podsystemu komunikacyjnego** w tym:
  - sieci ruchowe – MasterNet, ProsterNet
  - linki do systemów zewnętrznych – serwery OPC, sieci Open Modus/TCP i inne
  - sieci diagnostyczno-serwisowe – OSK, tj. obiektowa sieć komputerowa i łącza VPN.



Rys. 1. Konfiguracja systemu MASTER w kompleksowej obsłudze elektrociepłowni

Rozwój systemu MASTER dotyczy każdego poziomu organizacyjnego i obejmuje kwestie:

- przystosowania oprogramowania użytkowego Systemu Automatyzacji MASTER do aktualnych wersji systemów operacyjnych oraz bieżących rozwiązań sprzętu komputerowego, sieciowego i wizualizacyjnego
- rozwoju możliwości edycyjnych systemu
- rozwoju funkcjonalnego oprogramowania użytkowego
- poprawy komfortu eksploatacji obiektowej systemów, w tym diagnostyki oraz serwisu planowego i awaryjnego.

## 2. Aktualne zasoby sprzętowo-programowe poziomu procesowego

Poziom procesowy (rys. 2) zlokalizowany jest najbliżej obiektowych procesów technologicznych w sensie konfiguracji i funkcji systemu automatyzacji MASTER.

W nowych lub modernizowanych instalacjach systemów oprócz realnych stacji procesowych MASTER, składających się ze sterowników i modułów komunikacyjnych (SMC3, SMC-3SE, SMC4, SMS8, MASTER 100), mogą funkcjonować również sterowniki wirtualne. Zostały one opracowane w Instytucie w ostatnich latach z myślą o integracji różnorodnych modułów systemu.

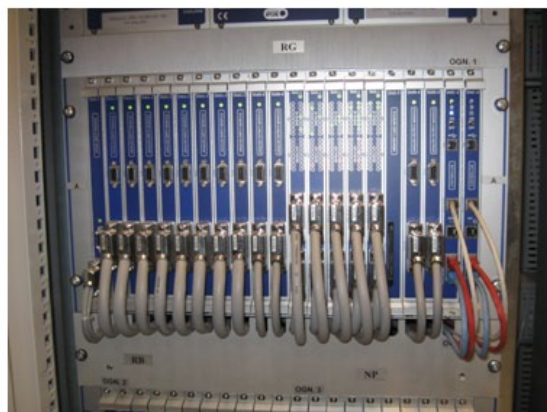
Sterowniki wirtualne i fizyczne, z wyjątkiem przydzielanych numerów, są traktowane jednakowo przez stacje komunikacyjne i stacje operatorskie. Wirtualne sterowniki konfigurowane są w bramkach i rozumiane są jako pule sygnałów analogowych i dwustanowych, które mogą być zasilane przez obce systemy i sterowniki, inne bramki MGate oraz stacje operatorskie MASTER, w tym starszych generacji.

### 2.1. Funkcje i parametry poziomu procesowego

Podstawowymi funkcjami poziomu procesowego są:

- realizacja w ogniwie algorytmu użytkowego
- przesyłanie danych pomiędzy ogniwami
- wymiana danych z poziomem operatorskim
- buforowanie komunikatów o zdarzeniach.

Sterownik ogniwa przetwarza program użytkowy w cyklu zależnym od stopnia jego złożoności, typowo 20–200 ms. Zdarzenia generowane są przez ogniwo z dokładnością 10 ms. Cykl wymiany informacji w ramach sieci MasterNet wynosi 250 ms.



Rys. 2. Przykład poziomu procesowego systemu MASTER (ogniwo, bramka, szafa automatyki)

## 2.2. Konfiguracja sprzętowa poziomu procesowego

W konfiguracji sprzętowej poziomu procesowego w nowych instalacjach wyróżnia się następujące elementy automatyki i koncentratorów komunikacyjnych MASTER (rys. 2):

- **ogniwa w wydaniu kasetowym**, mieszczącym do 21 modułów w tym:
  - moduł sterownika pojedynczy lub redundantny, obsługujący sterowanie procesem i realizację komunikacji sieciowej (SMC-3SE, SMC4 i inne)
  - do 20 modułów sygnałów obiektowych wej/wyj
  - (opcjonalnie) moduł komunikacyjny SMS-8SE, mikroprocesorowy konwerter protokołów komunikacyjnych RS485/422 do protokołu sieciowego Ethernet i odwrotnie (maks. 8 kanałów po 32 urządzenia w kanale w jednym module)
  - (opcjonalnie) specjalizowany moduł SMI-8SE do nadzoru maszyn wirujących
- **rozproszony system sterowniczy MASTER 100**, składający się z uniwersalnego modułu sterowniczego oraz modułów rozszerzeń
- **bramki MGate**, pojedyncze lub redundantne komputery komunikacyjno-przetwarzające z platformą operacyjną systemu Windows (rys. 2). Bramki MGate i obsługiwane przez nie ogniwa rozumiane są jako stacje automatyki w konfiguracji Systemu Automatyzacji MASTER. Aktualnie

bramka, pojedyncza lub redundantna, obsługuje do 47 ogniw fizycznych MASTER i 47 ogniw wirtualnych. Ogniwa wirtualne reprezentują w systemie MASTER linki do różnego rodzaju obcych systemów. W końcowej fazie znajdują się prace pełnego włączenia rozproszonego systemu MASTER 100 do instalacji obiektowych. Z założenia oba typy automatyki MASTER mogą funkcjonować w jednym zestawie bramek MGate.

## 2.3. Programowanie ogniw MASTER

Podstawą programową ogniw MASTER jest firmowy system operacyjny oraz oprogramowanie aplikacyjne ogniw, opracowane w Instytucie.

- **System operacyjny** nagrywany jest przez producenta na etapie produkcji sterowników, ale może być również uaktualniany w trakcie eksploatacji sterowników. Oprogramowanie systemowe sterowników (ogniw) składa się z:
  - **systemu operacyjnego ogniw** (język programowania – assembler), stanowiącego platformę dla użytkowego oprogramowania aplikacyjnego
  - **sieciowego systemu komunikacyjnego** (język C), odpowiedzialnego za dwukierunkową transmisję danych między sterownikami MASTER i bramkami MGate.
  - **Oprogramowanie aplikacyjne** ogniw, bazujące na opracowanym w Instytucie języku RGIN-H typu FDB, tworzone jest za pomocą firmowego edytora graficznego **ReginEd**.



Edytor przeznaczony jest do pracy w środowisku operacyjnym systemów rodziny Windows. Umożliwia również on tworzenie i edytowanie oprogramowania aplikacyjnego bramek MGate oraz śledzenie bieżących wartości sygnałów w programach aplikacyjnych ogniw i bramek. Zakres funkcji edytora jest uzupełniany w miarę pojawiających się nowych potrzeb eksploatacyjno-wdrożeniowych.

### 3. Aktualne zasoby sprzętowo-programowe poziomu operatorskiego

#### 3.1. Zastosowanie i funkcje poziomu operatorskiego

Podstawowym zastosowaniem każdego systemu automatyzacji jest wspomaganie operatorów i inżynierów ruchu w obsłudze obiektowych procesów technologicznych. Funkcjonalność ta jest realizowana w naszym systemie przez stacje operatorskie MASTER-ProSter. Ich możliwości są bezpośrednio konfrontowane z faktycznymi potrzebami użytkowników lub panującymi w danym czasie trendami, dlatego stacje operatorskie podlegają najczęstszym zmianom w zakresie sprzętu i oprogramowania. System MASTER jest łatwo skalowalny na małe i duże obiekty przemysłowe. Może być wdrażany w zakładach przemysłowych o różnej technologii, choć nasze wdrożenia obejmują przede wszystkim sektor energetyki elektrycznej i ciepłowniczej, ponieważ technologia tych obiektów jest najbliższa profilowi Instytutu.

#### 3.2. Sprzęt poziomu operatorskiego

Sprzętową bazę systemu operatorskiego MASTER stanowią komputery klasy PC w wykonaniu przemysłowym, dostarczane przez dystrybutora systemu operacyjnego QNX. Laboratoryjne instalacje wdrażanych systemów są dokładnie testowane w Instytucie, co ogranicza zasadniczo liczbę błędów mogących pojawić się w nowych instalacjach obiektowych.

Typowe stacje operatorskie wyposażone są m.in. w:

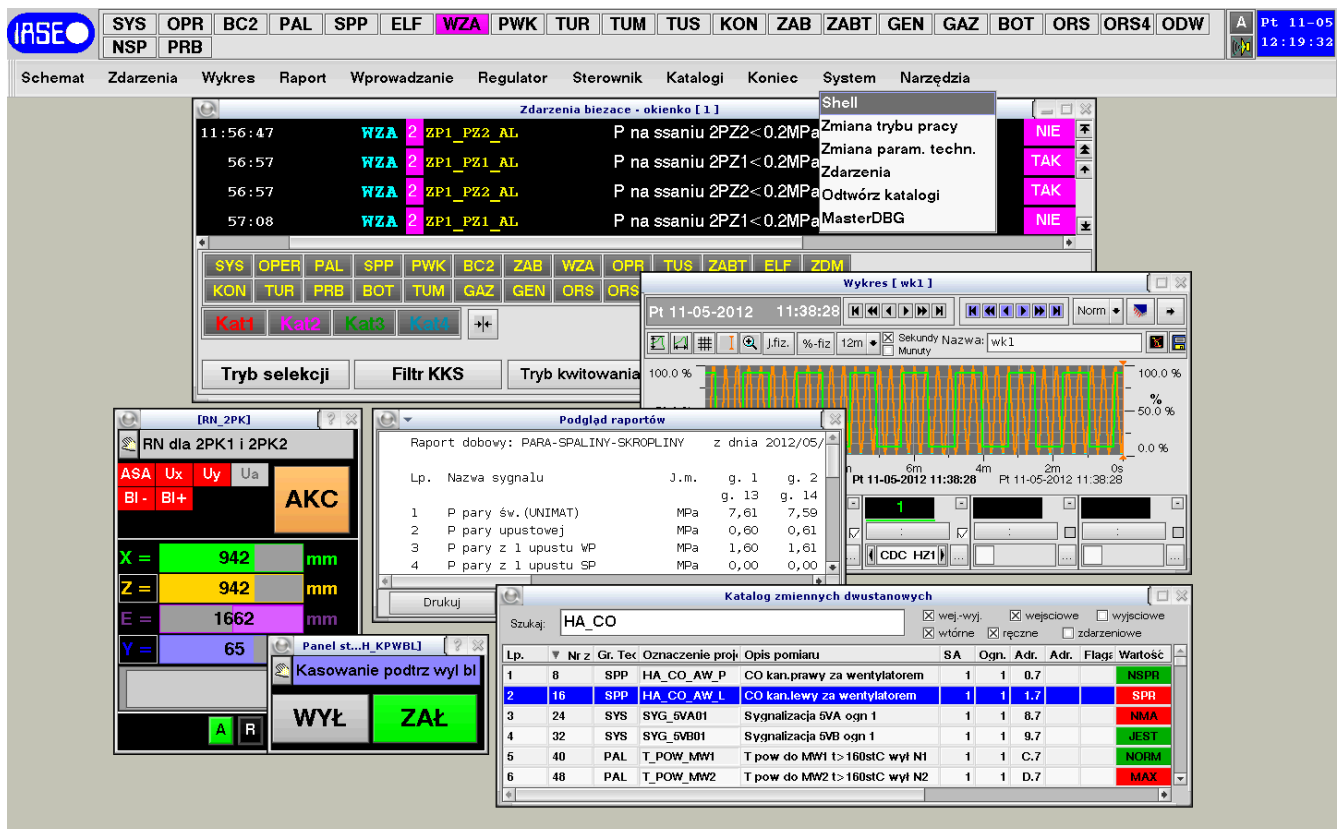
- procesory wielordzeniowe
- mechanizmy obsługi rozszerzonej puli przerwań
- extendery ethernetowe, umożliwiające podłączenie do komputerów odległych klawiatur, myszy, monitorów (do ponad 100 m na skrętce ethernetowej lub większych odległości przy zastosowaniu światłowodów).

#### 3.3. Oprogramowanie poziomu operatorskiego

Podstawą programową stacji operatorskich jest wielozadaniowy system operacyjny czasu rzeczywistego QNX2/QNX4/QNX6. Nowe instalacje systemu operatorskiego wykonywane są na bazie najnowszej wersji systemu operacyjnego QNX 6.5.0.

Pełne oprogramowanie użytkowe stacji operatorskiej (MASTER-Proster) składa się z:

oprogramowania systemowego, tj. grupy ok. 40 programów (napisanych w języku C/C++), pogrupowanych w moduły, realizujących funkcje operatorskie, dostępne z menu systemu (rys. 3)



Rys. 3. Menu stacji operatorskiej prezentujące główne moduły oprogramowania systemowego

**Raport Operatora**

**Ostrzeżenia: 31**      **Alarmy: 7**

Gr. Tech.	Oznaczenie projektowe	Opis pomiaru	Wartość	JedFiz	Zakres dolny	Zakres górny
TECH	P_PA_UPREG1	P pary z upustu regulowanego nr 1	1.00	MPa	0.00	2.50
TECH	P_PAR_2_UP	P pary upustu II do XN3, przelotnia	0.00	MPa	0.00	1.60
TECH	P_PA_XB	P pary wylot z turb. do podgrz. ciepl. O	100	kPa	-100	200
TECH	P_PA_XA	P pary wylot z turb. do podgrz. ciepl. OXA	50	kPa	-100	100
TECH	P_OL_REG_Z1	P ol.reg. Z1	3.00	MPa	0.00	6.00
TECH	P_OL_SMAR_Z1	P ol.sm. Z1	0.00	MPa	0.00	0.25
TECH	P_OU_PG	P oleju w kolekt. za pomp. oleju uszcz.	0.00	MPa	0.00	0.80
TECH	T_OL_ZA_CHL	T oleju za chłodnicami	100	stC	0	200
TECH	PS_T_TGS6	T klocka oporowego przód str. Lewa	75		0	150
TECH	PS_T_TGS8	T klocka oporowego tył str. Lewa	75		0	150
TECH	PS_T_TGS5	T klocka oporowego przód str. prawa	75		0	150
TECH	PS_T_TGS7	T klocka oporowego tył str. prawa	75		0	150
TECH	PS_T_TGS3	T met.łoż. oporowo nośnego przód	75		0	150
TECH	PS_T_TGS4	T met.łoż. oporowo nośnego tył	75		0	150

**Potwierdzam przeczytanie**

Rys. 4. Obraz Raport Operatora

oprogramowania aplikacyjnego, tj. plików edycyjnych opisujących obiekt, utworzonych przez technologów z wykorzystaniem pakietu edycyjnego poziomu operatorskiego. Oprogramowanie aplikacyjne zawiera pliki opisu sygnałów, zestawy synoptyk i paneli regulacyjno-sterowniczych, algorytmy wyliczania wielkości wtórnych i wzorów raportów.

### 3.3.1. Oprogramowanie systemowe

Dla konkretnych instalacji obiektowych systemu MASTER wybór operatorskich modułów systemowych do uruchomienia i ich uruchomienie następuje na podstawie zdefiniowanych dla obiektu plików konfiguracyjnych.

Oprogramowanie systemowe pracuje na danych aplikacyjnych, przygotowanych przez pakiet edycyjny, oraz na plikach konfiguracyjnych, edytowanych w edytorach tekstu ogólnie dostępnych. Z menu systemu (rys. 3), obsługiwanego przez wydzielony moduł programowy Dialog, możliwa jest realizacja funkcji systemu związanych z:

- wizualizacją zmiennych i zdarzeń (opcje: Schematy, Zdarzenia, Alarmy, Wykresy, Katalogi)
- raportowaniem (Raporty tradycyjne i operatora)
- aktualizacją zmiennych ręcznych wprowadzanych przez operatora (Wprowadzanie)
- oddziaływaniem na układy regulacji i sterowania (Regulatory, Sterowniki)
- udostępnieniem dodatkowych funkcji dla inżynierów systemu (System)
- udostępnieniem dodatkowych funkcji dla operatorów systemu (Narzędzia)
- zamknięciem systemu (Koniec).

Permanentny rozwój oprogramowania systemowego stacji operatorskiej zostanie zilustrowany przez nowe możliwości

interfejsu graficznego użytkownika, które powstały na przestrzeni dwóch ostatnich lat i dotyczą m.in.:

- modyfikacji widoku okna i funkcjonalności wykresów
- wprowadzenia raportów operatora
- prezentacji dodatkowych informacji na panelach regulacyjno-sterowniczych.

**Wykresy** zostały zmodyfikowane w zakresie konfiguracji i prezentacji oraz liczby jednoczesnych wywołań. Do tej pory można było wywołać jednocześnie do 2 okien wykresów po 8 zmiennych w każdym, obecnie tyle okien, ile potrzebuje operator prowadzący obiekt (maks. 100 wykresów). Uproszczony został również sposób konfiguracji schematów, menu konfiguracyjne dla wykresów pojawia się przez kliknięcie prawym przyciskiem myszy.

Raport operatora służy do cyklicznego, automatycznego generowania na monitorze i zapisywania do plików dyskowych raportów z aktualnymi wartościami pomiarów najważniejszych sygnałów analogowych i dwustanowych (rys. 4).

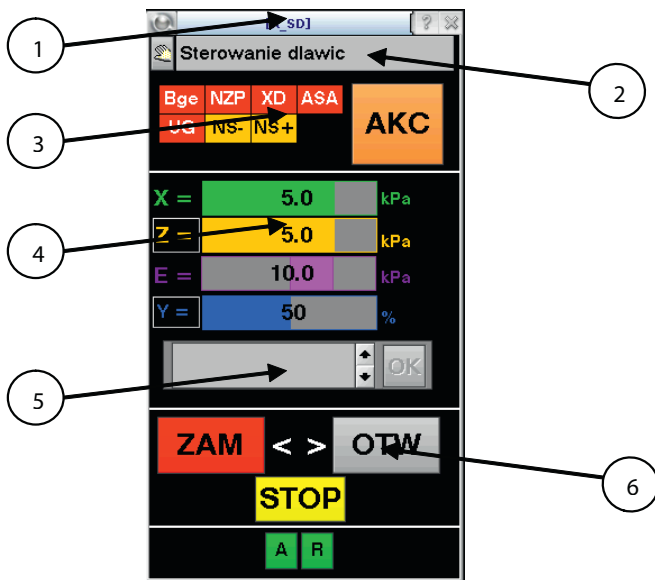
Po zapoznaniu się operatora z raportem, przez użycie przycisku „potwierdzam przeczytanie”, zostaje on zapisany na dysku oraz odnotowany w logach systemowych.

Raport operatora jest dodatkowym mechanizmem, oprócz synoptyk, alarmów i zdarzeń, zwiększenia bezpieczeństwa prowadzenia obiektowych procesów technologicznych z wykorzystaniem stacji operatorskich MASTER.

Panele regulacyjno-sterownicze zostały przedstawione na rys. 5 i 6. Na wybranych przykładach paneli (stacyjek) regulacyjno-sterowniczych przedstawiono przykładową strukturę okienek stacyjek, zaprezentowano również nową funkcjonalność, ważną dla operatorów, a dotyczącą wizualizacji blokad technologicznych sterowanych urządzeń. Stacyjki regulacyjne i sterownicze są edytowalne przez edytor stacyjek opracowany w Instytucie i mogą



przybierać dowolne formy odpowiednie dla użytkowników. Zazwyczaj są one wypracowane przez pracowników Instytutu w ścisłej współpracy z użytkownikami systemów MASTER, a użyta na stacyjkach mnemonika jest edytowalna, uzgodniona i zrozumiała przez operatorów oraz technologów obiektowych.



Rys. 5. Budowa przykładowej stacyjki regulacyjno-sterowniczej.

Oznaczenia pól funkcyjnych na stacyjkach: 1. nazwa stacyjki, 2. opis stacyjki, 3. pole z informacjami o stanie urządzenia (BGE, NZS i inne) oraz akceptacja stanu (AKC), 4. informacje o wartościach pomiarowych, bieżących (tu: X, E), wartości zadanej (tu: Z), uchybie (tu: E) itp. Zmienne sterowalne otoczone są ramką (tu: Z, dt, Y), 5. pole do wprowadzenia wartości zmiennej regulowanej oraz przycisk potwierdzenia wartości (OK). Pole przyjmuje kolor zmienianej wartości, 6. sterowanie urządzeniem (tu: ZAM, OTW, STOP, A/R)

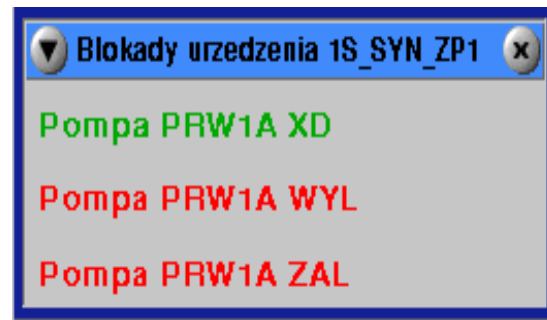
### Prezentacja blokad technologicznych urządzeń na stacyjkach sterowniczych

Oprogramowanie obsługi stacyjek sterowniczych dla urządzeń, takich jak napędy (pompy, zasuw, wentylatory), zostało wzbogacone o możliwość generowania okien wizualizacji blokad technologicznych tych urządzeń. Z menu stacyjki można wywołać okno z aktualnymi stanami dwustanów oznaczonych jako blokady technologiczne danego urządzenia.

Opisy dwustanów blokad są prezentowane w kolorach. W przykładzie użyto następujących kolorów: **zielony** dla stanu prawidłowego, **czerwony** dla stanu nieprawidłowego i **ciemnoszary** przy braku wiarygodności dwustanu.

### 3.3.2. Oprogramowanie aplikacyjne

W skład oprogramowania aplikacyjnego poziomu operatorskiego, generowanego przez pakiet edycyjny systemu MASTER indywidualnie dla każdego obiektu przemysłowego, wchodzi pliki opisu sygnałów, zestawy synoptyk i paneli regulacyjno-sterowniczych, a także algorytmy wyliczania wielkości wtórnych i wzory raportów.



Rys. 6. Okno z wizualizacją blokad przykładowej stacyjki sterowniczej

## 4. Aktualne zasoby sprzętowo-programowe poziomu nadrzędnego

### 4.1. Funkcje i parametry poziomu nadrzędnego

System Automatykacji MASTER umożliwia:

- współpracę z różnego typu systemami nadrzędnymi innych producentów, dla przykładu z systemami archiwizacji, systemami wyliczania wskaźników sprawnościowych lub udostępniania danych do sieci zakładowych. Wykorzystywane są w tym celu:
  - sprzęgi standardowe – serwery OPC, protokoły Open Modbus i inne
  - firmowe sprzęgi Instytutu – ogniwa wirtualne, stacje sprzęgające SSP i inne
- zasilania danymi własnego systemu nadrzędnego, udostępniającego dane dla służb nadzoru i zarządzania obiektem. System zrealizowany został na dwóch platformach operacyjnych w postaci:
  - witryny internetowej serwera WWW-QNX6
  - witryny internetowej serwera WWW-Windows.

Oba typy witryn mogą funkcjonować oddzielnie lub jednocześnie, wzajemnie się uzupełniając. Ponieważ oprogramowanie witryny internetowej Windows może być zainstalowane na dowolnym komputerze wskazanym przez użytkownika, nie wymaga ono zakupu dedykowanego komputera, jak w przypadku serwera WWW-QNX6. Instytut przykładą dużą wagę do rozwoju funkcjonalności serwera WWW-Windows.

### 4.2. Sprzęt poziomu nadrzędnego

Poziom nadrzędny realizowany jest za pomocą markowego sprzętu komputerowego, takiego jak:

## WIZUALIZACJA PRACY SYSTEMU MASTER - MENU GŁÓWNE

[ Brak logowania ]

Kontrola jakości UAR   Diagnostyka   Wykresy   Zdarzenia   Serwis   Info

Rys. 7. Menu główne witryny internetowej WPSM-MASTER

- stacja sprzęgająca systemu Master, komputer klasy PC z systemem operacyjnym QNX4 (dostarczany przez dystrybutora systemów operacyjnych QNX)
- serwer WWW-QNX6, komputer klasy PC z systemem QNX6 (dostarczany jw.)
- serwer WWW-Windows, komputer PC z systemem operacyjnym Windows 2008
- bramki systemu MASTER, komputery klasy PC z systemem Windows 7 lub komputery pyłoszczelne bezwentylatorowe, jeśli warunki instalacyjne tego wymagają.
- wykresy pomiarów analogowych i dwustanowych
- ożywione synoptyki
- zdarzenia obiektowe
- raporty automatyczne, których forma, zawartość i inicjatory generowania są konfigurowane przez program SQL Server – MS Report Builder.

### 4.3. Oprogramowanie poziomu nadrzędnego

Wykonane w Instytucie oprogramowanie poziomu nadrzędnego składa się z:

- firmowej stacji sprzęgającej SSP
- witryny internetowej serwera WWW-QNX6
- witryny internetowej serwera stron WWW-Windows.

**Stacja sprzęgająca** jest jednym z wcześniejszych, opracowanych w Instytucie możliwych elementów pośredniczących w dwukierunkowej wymianie danych między systemem operatorem MASTER a zewnętrznymi systemami innych producentów. W nowych instalacjach systemu MASTER link ten jest wypierany przez powszechnie stosowany standard – serwery OPC lub protokoły Open Modbus.

**Witryna internetowa serwera WWW-QNX6** została oparta na koncepcji oprogramowania stacji operatorskich MASTER-Proster z wykonaniem dodatkowego oprogramowania, generującego strony zawierające grafiki, raporty i wykresy. Witryny QNX6 w nowych instalacjach są wypierane przez strony WWW na platformie Windows, ponieważ oprogramowanie dla serwerów QNX6 wymaga zakupu nowego komputera, natomiast w przypadku stron Windows oprogramowanie może być zainstalowane na dowolnym komputerze wskazanym przez użytkownika.

**Witryna internetowa serwera WWW-Windows** została wykonana i jest rozwijana dla systemów operacyjnych Windows XP, Windows Serwer 2008, Windows 7 i ich następców.

Witrynę zaproponowano jako komponent:

- oprogramowania systemowego Windows z serwerem stron WWW IIS
- oprogramowania użytkowego witryny internetowej. Oprogramowanie użytkowe wykonano w Instytucie z wykorzystaniem środowiska programistycznego-uruchomieniowego Visual Studio 2010 w technologii Framework 4.

Dane, pomiary i zdarzenia pozyskiwane są z bramek MGate systemu MASTER i archiwizowane w bazie danych MSSQL serwera. W bramkach mogą być konfigurowane ogniwa wirtualne, zasilane m.in. przez zewnętrzne systemy.

Oprogramowanie użytkowe dostarcza w czasie online do dostępnych przeglądarek internetowych (np. Internet Explorer, Mozilla Firefox, Google Chrome):

### 5. Elementy podsystemu inżynierskiego

podsystem inżynierski jest istotny w każdej fazie tworzenia i funkcjonowania systemu automatyzacji, dlatego na równi z rozwojem systemu automatyzacji rozwijane są narzędzia do jego edycji, diagnostyki i serwisowania.

#### 5.1. Narzędzia edycyjne

Do edycji są wykorzystywane opracowane w Instytucie edytory oraz standardowe narzędzia:

- **edytor ReginEd** poziomu procesowego (środowisko Windows) do tworzenia oprogramowania sterowników MASTER oraz algorytmów przetwarzania funkcjonalnego, wykonywanego w bramkach MGate
  - **pakiet edycyjny** poziomu operatorskiego (środowisko QNX4/QNX6) do:
    - analizy bazy sygnałów mierzonych i wyliczanych (baza edytowana przez MS EXCEL)
    - tworzenia synoptyk
    - tworzenia paneli regulacyjno-sterowniczych
    - określania algorytmów wyliczania wielkości wtórnych
    - konfiguracji raportów z wykorzystaniem firmowych edytorów tekstowych QNX6.
  - **MS EXCEL** do edycji wspólnej bazy dla poziomów procesowego, operatorskiego i nadrzędnego (środowisko Windows). Opracowanie systemu nadrzędnego MASTER zrodziło potrzebę korzystania z opisu sygnałów we wszystkich jego poziomach organizacyjnych.
- Wspólna baza opisu sygnałów analogowych i dwustanowych przechowywana jest w bazie MS SQL-Windows i możliwe są:
- import i export plików EXCEL w formacie CSV
  - przypisanie każdego sygnału do dowolnej liczby obiektów technologicznych.

#### 5.2. Zdalne prace serwisowo-diagnostyczne

Pracujące na obiektach systemy automatyzacji MASTER wymagają modernizacji, a także planowanych i awaryjnych działań diagnostyczno-serwisowych.

Ze względu na dużą wygodę i możliwość szybkiej reakcji na zgłoszenia interwencyjne z obiektu coraz częściej praktykowane są w Instytucie działania zdalne na zasobach systemu MASTER. Wykorzystywane są w tym celu połączenia za pomocą wirtualnej sieci prywatnej VPN (ang. *Virtual Private Network*), funkcjonującej jako prywatna struktura logiczna działająca

w ramach sieci publicznej, takiej jak Internet. Dostęp do sieci VPN przedsiębiorstw jest możliwy przez udostępnienie pracownikom Instytutu odpowiedniego oprogramowania klienckiego VPN oraz kont na serwerach VPN w przedsiębiorstwach.

### 5.3. Podsystemy inżynierskie poziomu operatorskiego

Podsystemy inżynierskie diagnostyczno-serwisowe poziomu operatorskiego zostały zrealizowane w środowisku systemu QNX4/QNX6. Narzędzie MasterDBG, opracowane w Instytucie kilkanaście lat temu, podlega ciągłym modyfikacjom funkcjonalnym, natomiast przeglądarka arkuszy programowych ReginViewer jest nowym narzędziem inżynierskim w fazie rozwoju.

#### Oprogramowanie diagnostyczne MasterDBG

Aplikacja MasterDBG, zrealizowana na platformach operacyjnych QNX4 i QNX6, umożliwia diagnostykę i konfigurację sterowników MASTER (SMC-3, SMC-4) z poziomu stacji inżynierskiej i operatorskiej.

Oprogramowanie MasterDBG komunikuje się ze sterownikami MASTER przez pojedyncze lub redundantne bramki MGate, za pomocą bezpośrednich lub rutowanych połączeń. Obecnie z jednej aplikacji MasterDBG możliwy jest równoczesny dostęp online do ośmiu obiektów technologicznych (stacji automatyki).

Możliwe jest rozszerzenie liczby stacji, jeśli wystąpi taka potrzeba instalacyjna.

Funkcje diagnostyczne realizowane przez aplikację umożliwiają:

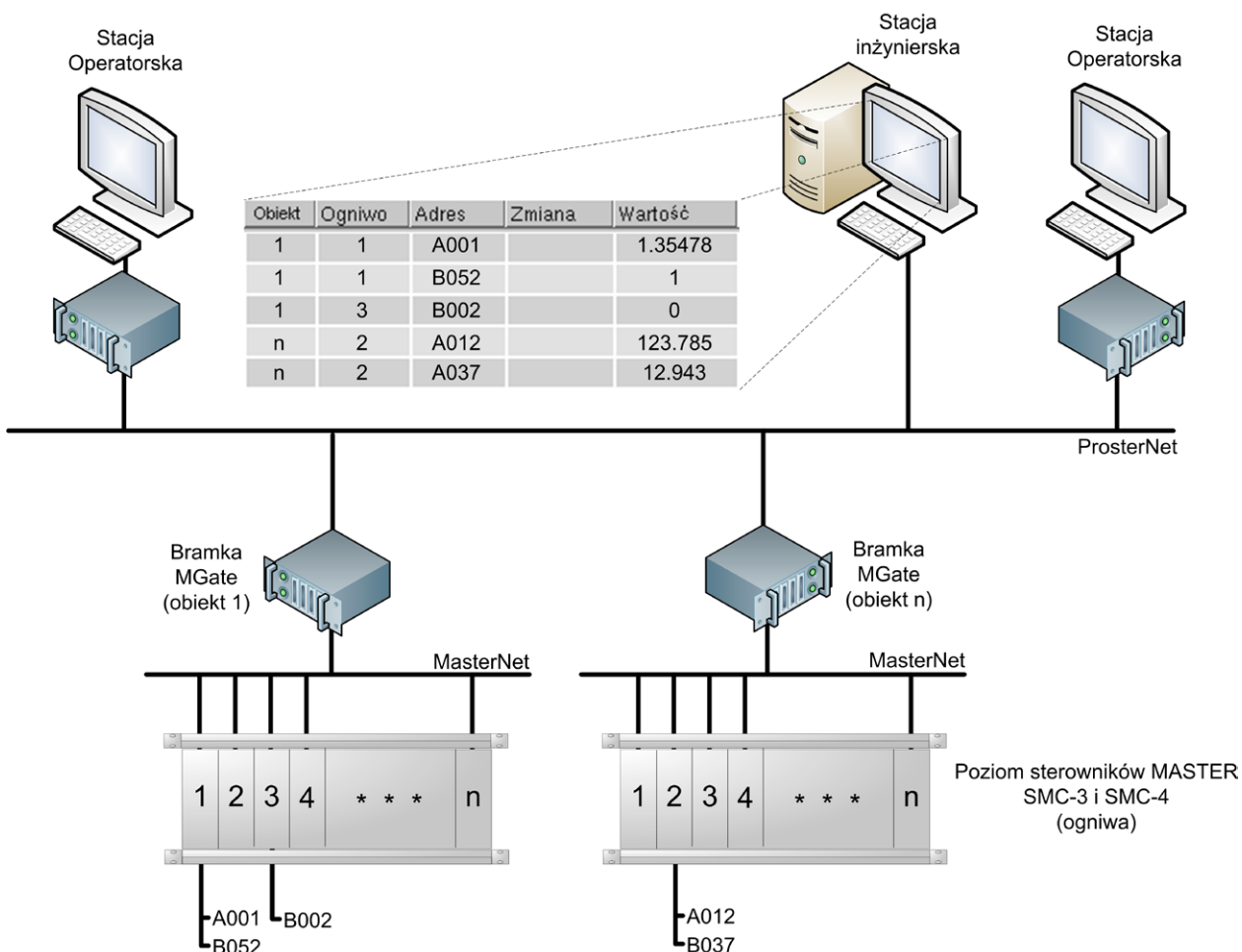
- sprawdzanie poprawności działania sterownika (odczytywanie stanu jego pracy)
- operacje na jego zmiennych wewnętrznych, takich jak: podgląd wartości i ustawianie wartości.

Funkcje konfiguracyjno-serwisowe pozwalają na:

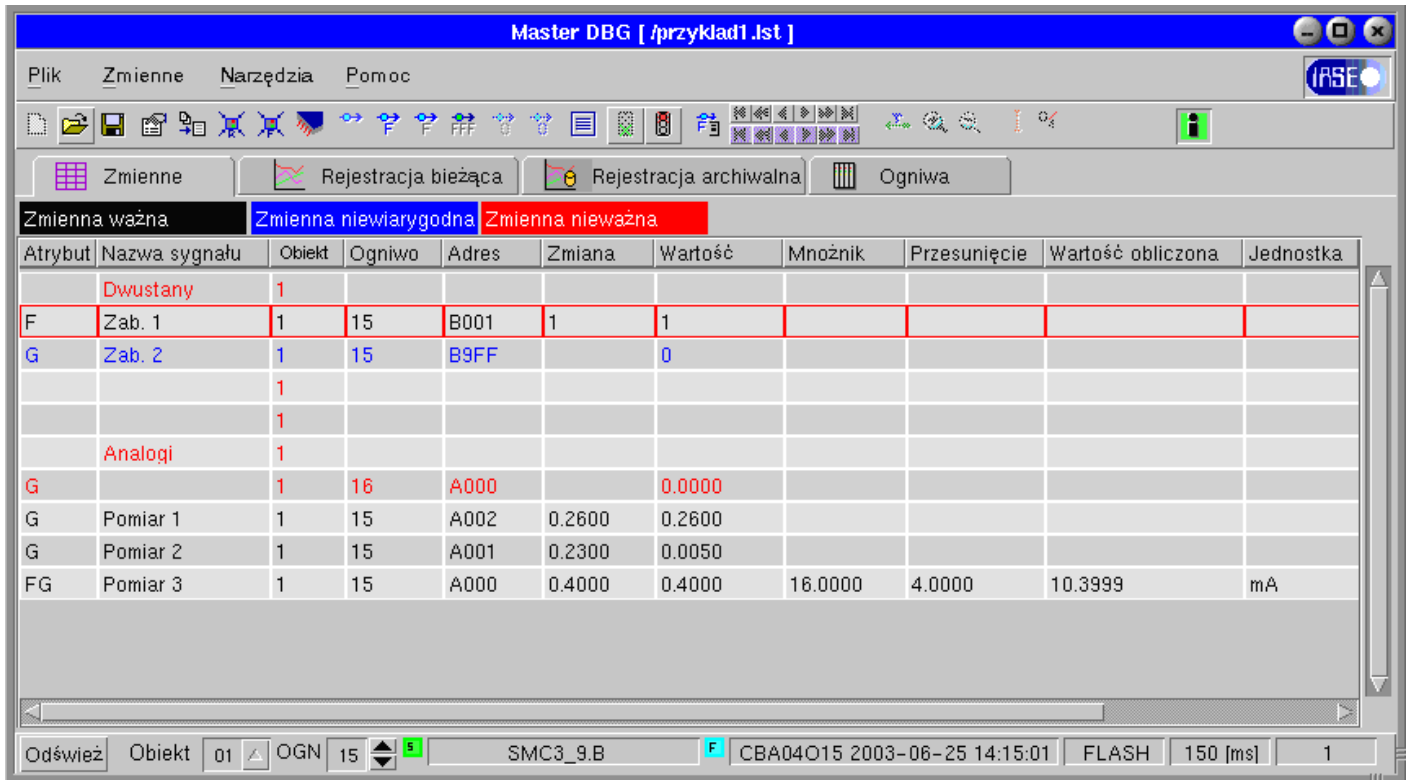
- włączenia/wyłączenia z obsługi kolejnych stacji automatyki (bramek MGate)
- konfigurację portów komunikacyjnych stacji automatyki
- przesłanie do poszczególnych sterowników programów użytkowych
- zdalny restart programu użytkowego wybranego sterownika (restart z RAM lub FLASH)
- przepisywanie programów w sterownikach z RAM do FLASH
- odforsowywanie wszystkich zmiennych w ogniwie.

#### Przeglądarka arkuszy programowych ReginViewer

Przeglądarka ReginViewer, podobnie jak MasterDBG, jest narzędziem inżynierskim, uruchamianym zasadniczo na stacjach inżynierskich, ale może być dostępna również z opcji inżyniera systemu na stacjach operatorskich. Obecnie z przeglądarki możliwa jest wizualizacja arkuszy programowych z zestawem



Rys. 8. Schemat ideowy połączenia aplikacji MasterDBG ze sterownikami MASTER



Rys. 9. Główne okno aplikacji MasterDBG

bieżących pomiarów, jak również forsowanie (ustawianie) zmiennych. Trwają prace rozszerzenia funkcjonalności przeglądarki o możliwość rejestracji w plikach zmiennych, zawartych na arkuszach. Wybór arkusza jest dostępny z menu przeglądarki, jak również ze schematów synoptycznych.

## 6. Podsumowanie podstawowych cech systemu master w aspekcie realizacji kompleksowych instalacji

Podsumowując najważniejsze cechy Systemu Automatykacji MASTER, w aspekcie jego zróżnicowanych konfiguracyjnie edycji obiektowych oraz stosunkowo łatwej integracji komunikacyjnej z systemami innych producentów, należy wymienić m.in.:

- możliwość tworzenia rozproszonych lub scentralizowanych instalacji obiektowych systemu ze złożonym, zróżnicowanym poziomem procesowym i dowolną liczbą równorzędnych stacji operatorskich oraz stacjami inżynierskimi, umożliwiającymi dostęp online do wszystkich zasobów systemu MASTER
- wykonanie wielu funkcjonalnych komponentów systemu MASTER, włączanych wybiórczo do realizowania konkretnych potrzeb użytkownika w konkretnych instalacjach obiektowych
- możliwość wykonywania doraźnych modyfikacji w systemie, zgodnie z oczekiwaniami użytkowników
- możliwość zastosowania różnorodnej synchronizacji elementów systemu z wykorzystaniem oprogramowania

- i zegarów firmowych lub dostępnych na rynku (zegary satelitarne, zegary DCF, serwery NTP, serwery TP dostępne w systemie (TCP,UDP)/IP)
- szybki, niezawodny system komunikacji między poszczególnymi jego komponentami (10 Mb–1 Gb dla sieci), oparty na preferowanych standardowych protokołach transportowych (TCP, UDP)/IP
- możliwość aplikacji dowolnych standardowych i firmowych protokołów komunikacyjnych
- wdrożone linki (Open Modbus, OPC, firmowe) do systemów automatykacji lub systemów nadrzędnych, takich firm jak: Emerson, Honeywell, Alstom, ControlTec, Sarnet, ABB, Procom i innych
- wdrożone witryny internetowe systemu MASTER, udostępniające dane w sieciach zakładowych oraz łatwa integracja z dowolnymi systemami innych producentów
- możliwość zdalnych działań diagnostyczno-serwisowych z wykorzystaniem łączy VPN
- szybką i profesjonalną reakcję pracowników Instytutu na obiektowe potrzeby serwisowe lub awaryjne.

Reasumując, System Automatykacji MASTER zapewnia wystarczające zasoby i mechanizmy potrzebne w kompleksowej automatykacji obiektów przemysłowych, jak również umożliwia tworzenie heterogenicznych instalacji poprzez łatwą integrację z systemami innych producentów.

## BIBLIOGRAFIA

---

1. Kieleczawa A. i in., Koncepcja i funkcjonalność mechanizmów sieciowych Systemu Automatyzacji MASTER, *Energetyka* 2011, s. 12–16.
  2. Białecki M. i in., Description of automation system: DCS MASTER, Wrocław, maj 2012.
  3. Białecki M. i in., Rozwój Systemu Automatyzacji MASTER w kierunku nowych sposobów komunikacji z systemami zewnętrznymi, Wrocław, grudzień 2010.
- 

### **Michał Białecki**

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

e-mail: [michal.bialecki@iase.wroc.pl](mailto:michal.bialecki@iase.wroc.pl)

Absolwent Wydziału Informatyki Uniwersytetu Wrocławskiego, od 2004 roku zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych, obecnie na stanowisku specjalista inżynierjno-techniczny. Specjalista w dziedzinie tworzenia aplikacji obiektowych poziomu operatorskiego systemu MASTER, odpowiedzialny za wizualizację procesów przemysłowych na stacjach operatorskich. Uczestnik licznych wdrożeń na obiektach energetycznych i produkcyjnych.

### **Radosław Izakiewicz**

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

e-mail: [radoslaw.izakiewicz@iase.wroc.pl](mailto:radoslaw.izakiewicz@iase.wroc.pl)

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Wrocławskiej. Od 2005 roku zatrudniony w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych na stanowisku specjalista badawczo-techniczny. Zakres jego pracy obejmuje: prace programistyczne, głównie modyfikację, rozbudowę oraz modernizację oprogramowania Systemu Automatyzacji MASTER w zakresie oprogramowania stacji operatorskich, inżynierskich oraz edycji aplikacji obiektowych.

### **Antonina Kieleczawa**

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

e-mail: [antonina.kieleczawa@iase.wroc.pl](mailto:antonina.kieleczawa@iase.wroc.pl)

Absolwentka Wydziału Elektroniki Politechniki Wrocławskiej. W Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych zatrudniona od 1977 roku, obecnie na stanowisku starszy specjalista badawczo-techniczny. W latach 1983–1988 oddelegowana do pracy w ZIBJ w Dubnej, w zespole analiz i obróbki informatycznej pomiarów reakcji jądrowych, prowadzonych w Laboratorium Reakcji Jądrowych. Współtwórcza polskiego Systemu Automatyzacji MASTER i rejestracji zakłóceń RZ-SPEEDY4. Specjalista w dziedzinie rozwiązań koncepcyjnych poziomu operatorskiego systemu MASTER oraz modułu komunikacji i synchronizacji czasu. Członek Grupy Roboczej (WG) Międzynarodowej Federacji ds. Automatyki IFAC – TC9.5.

### **Piotr Pietras**

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

e-mail: [piotr.pietras@iase.wroc.pl](mailto:piotr.pietras@iase.wroc.pl)

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Wrocławskiej, kierunek informatyka. W Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych zatrudniony od 1996 roku. Współtwórcza Systemu Automatyzacji MASTER i rejestratora zakłóceń RZ-SPEEDY4. Specjalista w zakresie interfejsu użytkownika, systemów archiwizacji i pakietu edycyjnego ww. systemów. Kontynuuje prace rozwojowe i modernizacyjne w zakresie oprogramowania operatorskiego i inżynierskiego dla obu systemów.

### **Roman Skakowski**

dr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

e-mail: [roman.skakowski@iase.wroc.pl](mailto:roman.skakowski@iase.wroc.pl)

Absolwent Wydziału Elektrycznego wyższej uczelni ХИМЭСХ w Charkowie na Ukrainie. Uzyskał tytuł doktora nauk technicznych w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej. W Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych zatrudniony od 1996 roku, obecnie na stanowisku kierownika Zakładu Informatyki Elektroenergetycznej. Specjalizuje się w rozwoju polskiego Systemu Automatyzacji MASTER, jest współtwórcą Systemu Nadrzędnego MASTER oraz opracowanego w Instytucie Systemu Rozdziału Mocy LFC dla polskich elektrowni, zgodnego z nowo wdrażanym krajowym systemem LFC (ang. *Load Frequency Control*).



## Wojciech Szubert

dr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

e-mail: wojciech.szubert@iase.wroc.pl

Dyrektor techniczny Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych. Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej, kierunek systemy elektroenergetyczne. Tematyka jego rozprawy doktorskiej dotyczyła diagnostyki turbozespołów z wykorzystaniem sztucznych sieci neuronowych (2008). Członek Rady Naukowej Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

## Edward Ziaja

mgr inż.

Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.

e-mail: edward.ziaja@iase.wroc.pl

Prezes zarządu w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o. Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. Osiągnięcia zawodowe: autor i współautor 3 patentów i wzorów użytkowych oraz 8 nagród rektora za działalność naukową i wynalazczą na Politechnice Wrocławskiej, autor i współautor wdrożeń 10 patentów w elektroenergetyce polskiej oraz ponad 30 prac publikowanych w prasie branżowej.

## Automatic Control System “Master” for Power Industry

### Authors

Michał Białecki  
Radosław Izakiewicz  
Antonina Kieleczawa  
Piotr Pietras  
Roman Skakowski  
Wojciech Szubert  
Edward Ziaja

### Keywords

automation system, automation of industrial objects, PCL

### Abstract

MASTER Automation System is an entirely Polish system elaborated in the Institute of Power Systems Automation Ltd. It is being currently updated and optimized in the range of hardware and software. Apart from an unlimited ability to extend the amount of standard communication links it will enable application of any Institute's protocols. It ensures sufficient resources and mechanisms for an objects complex automation as well as for creation of heterogenous through easy integration with other producers systems.



[www.actaenergetica.org](http://www.actaenergetica.org)

## Pomiary wyższych harmonicznych napięcia w sieci 400 kV

### Autorzy

Ryszard Pawełek  
Irena Wasiak  
Marian Jurek

**POWRÓT  
DO SPISU TREŚCI**

### Słowa kluczowe

wyższe harmoniczne, jakość energii elektrycznej, pomiary jakości energii elektrycznej

### Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę wyników pomiarów wyższych harmonicznych napięcia, wykonanych w sieci przesyłowej 400 kV. Sygnały pomiarowe napięć uzyskano z trzech przetworników pomiarowych: rezystancyjnego dzielnika napięcia, napięciowego przekładnika indukcyjnego oraz napięciowego przekładnika pojemnościowego. Wyniki pomiarów z dzielnika rezystancyjnego przyjęto jako referencyjne, odnosząc do nich wyniki pomiarów uzyskane przy wykorzystaniu przekładników. Dokonano oszacowania błędów pomiarowych wyższych harmonicznych napięcia powodowanych przez przekładniki.

## 1. Wprowadzenie

Najczęściej do pomiaru wyższych harmonicznych w sieciach najwyższych napięć wykorzystywane są transformatory pomiarowe (przekładniki napięciowe). Przekładniki napięciowe różnych typów stosowane w energetyce projektowane są do pracy przy częstotliwości 50 Hz, a ich charakterystyki przenoszenia dla wyższych częstotliwości nie są znane. Analizując schematy zastępcze przekładników, należy zauważyć wpływ indukcyjności, pojemności i licznych nieliniowości na ich charakterystyki przenoszenia w dziedzinie częstotliwości.

Potrzeba monitorowania parametrów jakości energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych od dawna była sygnalizowana [1]. Chcąc wykonać dokładny pomiar wyższych harmonicznych (wh) napięcia, częstotliwości oraz pojedynczych zakłóceń (np. stromości przepięć lub zapadów), operator sieci przesyłowej PSE Operator SA, przy współpracy z firmą Transformex sp. z o.o., zainstalował w jednej ze stacji 400 kV pomiarowy dzielnik rezystancyjny. Szczegółowy opis techniczny dzielnika został zamieszczony w [2, 3].

Dzielnik rezystancyjny z założenia powinien być elementem liniowym w dziedzinie częstotliwości i w związku z tym przenosić przebiegi chwilowe napięcia w stanach przejściowych i ustalonych pracy sieci bez żadnych zniekształceń. Powinien być więc pozbawiony większości wad, które mają przekładniki napięciowe. Własności pomiarowe dzielnika w tym zakresie zostały potwierdzone badaniami laboratoryjnymi, wykonanymi przez Instytut Elektrotechniki (Warszawa-Międzyzylesie) [2].

Dzielnik rezystancyjny wykorzystano do porównania i oceny wyników pomiarów harmonicznych napięcia pomierzonych,

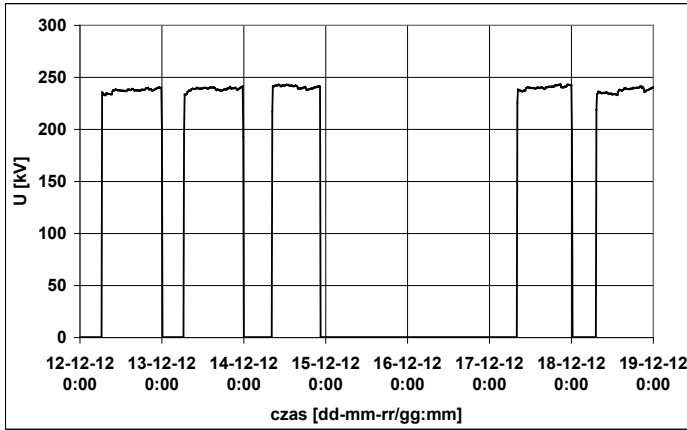
przy wykorzystaniu wybranych typów przekładników napięciowych wysokiego napięcia. Na podstawie pomiarów porównawczych będzie można określić przydatność przekładników napięciowych do pomiarów wyższych harmonicznych, a w niektórych przypadkach określić współczynniki korekcyjne.

## 2. Wykonanie pomiarów

Pomiary wyższych harmonicznych w sieci 400 kV wykonane zostały przy użyciu analizatora typu UP-2210 produkcji szwedzkiej firmy Unipower. Na trzy niezależne wejścia napięciowe analizatora zostały wprowadzone jednocześnie sygnały pomiarowe tego samego napięcia fazowego, pochodzące z: rezystancyjnego dzielnika napięcia, napięciowego przekładnika indukcyjnego oraz napięciowego przekładnika pojemnościowego. Pomiary były wykonywane przez 7 dni (12 grudnia 2012, godz. 0:00 – 19 grudnia 2012, godz. 0:00). Poszczególne wielkości mierzone były w sposób ciągły (co pół okresu krzywej napięcia) i uśredniane w przedziałach 10-minutowych. Mierzone były wartości napięcia fazowego, wartości współczynników odkształcenia napięcia, wartości względne (procentowe) poszczególnych harmonicznych i ich kąty fazowe.

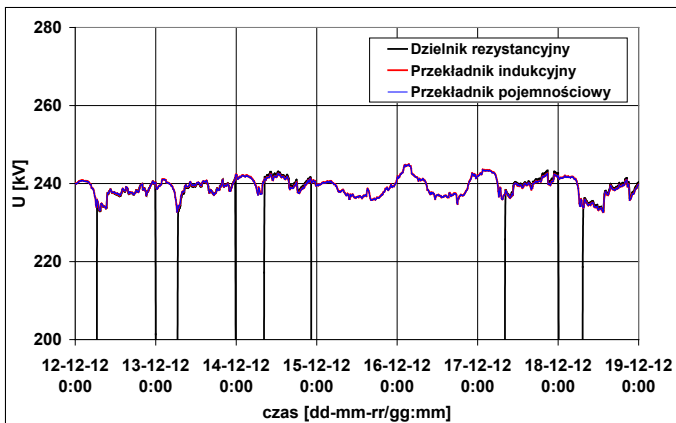
Wyniki pomiarów, uzyskane z wykorzystaniem dzielnika rezystancyjnego o charakterystyce przenoszenia niezależnej od częstotliwości, przyjęto jako referencyjne, odnosząc do nich wyniki pomiarów uzyskane przy wykorzystaniu przekładników. Kąty fazowe poszczególnych harmonicznych wyznaczane były względem kąta fazowego podstawowej harmonicznej napięcia mierzonego przy wykorzystaniu dzielnika rezystancyjnego ( $\varphi_{U1(d)} = 0^\circ$ ).

Pole 400 kV, w którym zainstalowany jest dzielnik rezystancyjny, jest załączane okresowo, dlatego licznosc próbek dla poszczególnych mierzonych wielkości wynosi 494 w okresie tygodniowym (zamiast 1008). Na rys. 1 pokazano zmiany wartości skutecznej napięcia fazowego, mierzonego w okresach załączenia dzielnika.



Rys. 1. Zmiany napięcia dzielnika w okresie pomiarowym

Na rys. 2 przedstawiono zmiany wartości skutecznej napięcia mierzonego przy wykorzystaniu wszystkich trzech przetworników pomiarowych.



Rys. 2. Zmiany napięcia w okresie pomiarowym

### 3. Metoda oceny wyników pomiarów

Ocenę dokładności pomiaru wyższych harmonicznych i ich kątów fazowych przez przekładniki napięciowe przeprowadzono według następującej procedury:

1. Ze zbiorów względnych wartości wyższych harmonicznych, zmierzonych przy wykorzystaniu poszczególnych przetworników (rezystancyjnego dzielnika napięcia, napięciowego przekładnika indukcyjnego oraz napięciowego przekładnika pojemnościowego), wyznaczono wartości średnie:

$$\bar{U}_{h\%} = \frac{\sum_{i=1}^N U_{h\%,i}}{N} \quad (1)$$

gdzie:  $U_{h\%,i}$  – wartość względna  $h$ -tej harmonicznej w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym,  $N = 494$  – liczba pomiarów

oraz określono odchylenie standardowe:

$$\sigma_{U_{h\%}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (U_{h\%,i} - \bar{U}_{h\%})^2}{N}} \quad (2)$$

2. Analogicznie ze zbiorów wartości kątów fazowych harmonicznych, zmierzonych przy wykorzystaniu poszczególnych przetworników, wyznaczono wartości średnie:

$$\bar{\varphi}_h = \frac{\sum_{i=1}^N \varphi_{h,i}}{N} \quad (3)$$

gdzie:  $\varphi_{h,i}$  – wartość kąta fazowego  $h$ -tej harmonicznej w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym

oraz określono odchylenie standardowe:

$$\sigma_{\varphi_h} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\varphi_{h,i} - \bar{\varphi}_h)^2}{N}} \quad (4)$$

3. Dla poszczególnych harmonicznych napięcia uzyskanych przy wykorzystaniu przekładników napięciowych (indukcyjnego bądź pojemnościowego) wyznaczono błąd względny, przyjmując jako wartość referencyjną wynik pomiaru uzyskany za pomocą dzielnika rezystancyjnego:

$$\delta_{U_{h\%,i}} = \frac{U_{h\%,i(p)} - U_{h\%,i(d)}}{U_{h\%,i(d)}} 100\% \quad (5)$$

gdzie:  $U_{h\%,i(p)}$  – wartość względna  $h$ -tej harmonicznej w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym, zmierzona przy wykorzystaniu przekładnika napięciowego,  $U_{h\%,i(d)}$  – wartość względna  $h$ -tej harmonicznej w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym, zmierzona przy wykorzystaniu dzielnika rezystancyjnego, a następnie wyznaczono wartość średnią i odchylenie standardowe dla tego błędu, zgodnie z zależnościami (6) i (7):

$$\bar{\delta}_{U_{h\%}} = \frac{\sum_{i=1}^N \delta_{U_{h\%,i}}}{N} \quad (6)$$

$$\sigma_{\delta_{U_{h\%}}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\delta_{U_{h\%,i}} - \bar{\delta}_{U_{h\%}})^2}{N}} \quad (7)$$

4. W analogiczny sposób wyznaczono błąd kątowy dla pomiarów poszczególnych harmonicznych napięcia uzyskanych przy wykorzystaniu przekładników napięciowych (indukcyjnego bądź pojemnościowego):

$$\delta_{\varphi_{h,i}} = \varphi_{h,i(p)} - \varphi_{h,i(d)} \quad (8)$$

gdzie:  $\varphi_{h,i(p)}$  – wartość kąta fazowego  $h$ -tej harmonicznej w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym, zmierzona przy wykorzystaniu przekładnika napięciowego,  $\varphi_{h,i(d)}$  – wartość kąta fazowego  $h$ -tej harmonicznej w  $i$ -tym przedziale 10-minutowym, zmierzona przy wykorzystaniu dzielnika rezystancyjnego, oraz wyznaczono wartość średnią i odchylenie standardowe dla tego błędu, zgodnie z zależnościami (9) i (10):

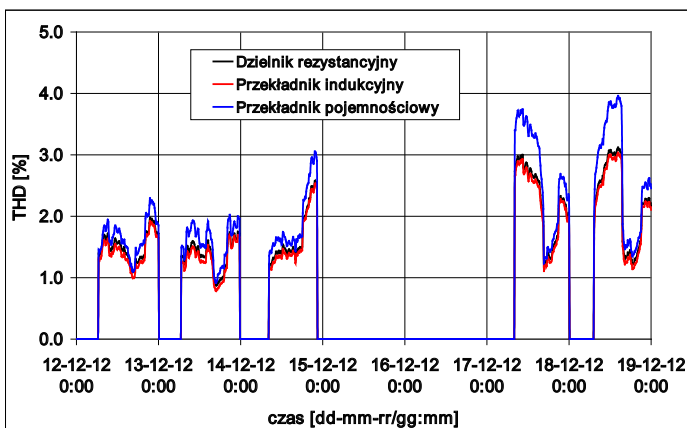
$$\bar{\delta}_{\varphi_h} = \frac{\sum_{i=1}^N \delta_{\varphi_{h,i}}}{N} \quad (9)$$

$$\sigma_{\delta_{\varphi_h}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\delta_{\varphi_{h,i}} - \bar{\delta}_{\varphi_h})^2}{N}} \quad (10)$$

## 4. Wyniki pomiarów

### 4.1. Całkowity współczynnik odkształcenia napięcia

Na rys. 3 pokazano zmiany wartości całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia (THD) w okresie pomiarowym. O ile można zauważyć dużą zgodność wyników pomiarów wykonanych przy wykorzystaniu dzielnika i przekładnika indukcyjnego, o tyle pomiary dokonane za pomocą przekładnika pojemnościowego dają znacznie większe wartości współczynnika THD.



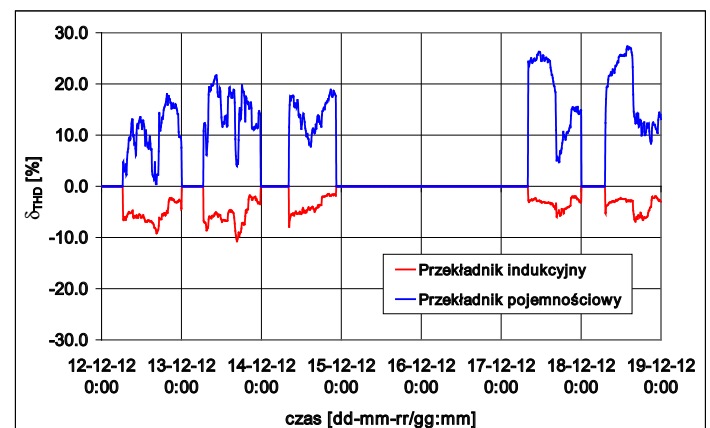
Rys. 3. Zmiany wartości THD napięcia w okresie pomiarowym

Wartości średnie oraz odchylenia standardowe współczynnika THD, zmierzone za pomocą poszczególnych przetworników pomiarowych, zestawiono w tab. 1.

Wielkość mierzona	Przetwornik pomiarowy		
	Dzielnik rezystancyjny	Przekładnik indukcyjny	Przekładnik pojemnościowy
$\overline{THD}$ [%]	1,80	1,73	2,10
$\sigma_{THD}$ [%]	0,59	0,59	0,79

Tab. 1. Wartości średnie i odchylenia standardowe całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia THD

Zmiany wartości błędów pomiaru współczynnika THD przez przekładniki napięciowe pokazano na rys. 4.



Rys. 4. Błędy pomiarowe THD napięcia w okresie pomiarowym

W tab. 2 podano średnie wartości i odchylenia standardowe błędów pomiaru współczynnika THD przez przekładniki napięciowe.

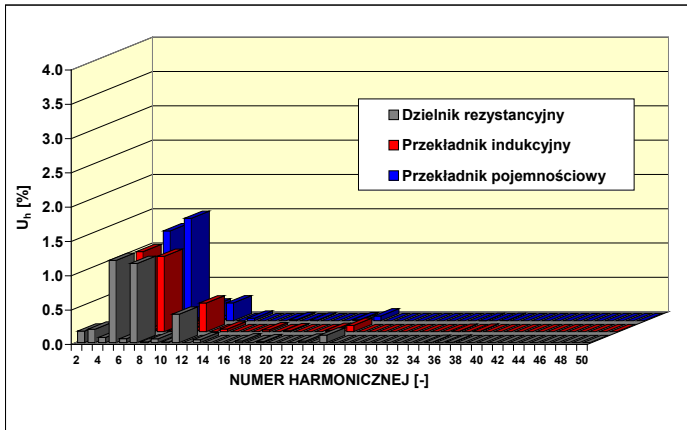
Wielkość mierzona	Przetwornik pomiarowy	
	Przekładnik indukcyjny	Przekładnik pojemnościowy
$\delta_{THD}$ [%]	-4,50	14,96
$\sigma_{\delta_{THD}}$ [%]	1,91	6,03

Tab. 2. Wartości średnie i odchylenia standardowe błędów pomiaru współczynnika THD

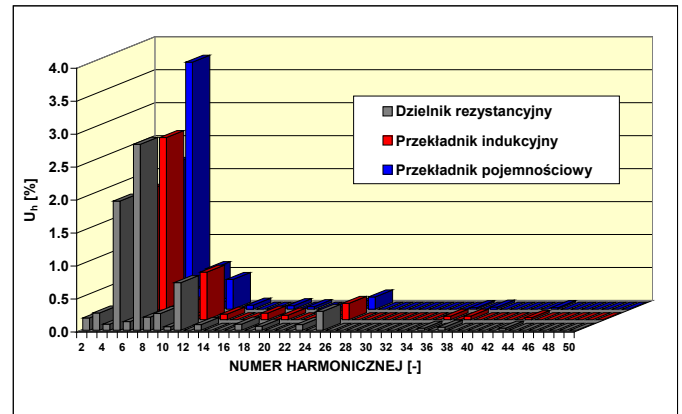
### 4.2. Wyższe harmoniczne napięcia

Na rys. 5 pokazano spektrum częstotliwościowe (widmo) i wartości średnie (udziały) wyższych harmonicznych zarejestrowanych w okresie pomiarowym.





Rys. 5. Wartości średnie wyższych harmonicznych napięcia w okresie pomiarowym



Rys. 6. Wartości maksymalne wyższych harmonicznych napięcia

Wartości średnie i odchylenia standardowe wybranych dominujących w widmie częstotliwościowym harmonicznych napięcia, zestawiono w tab. 3.

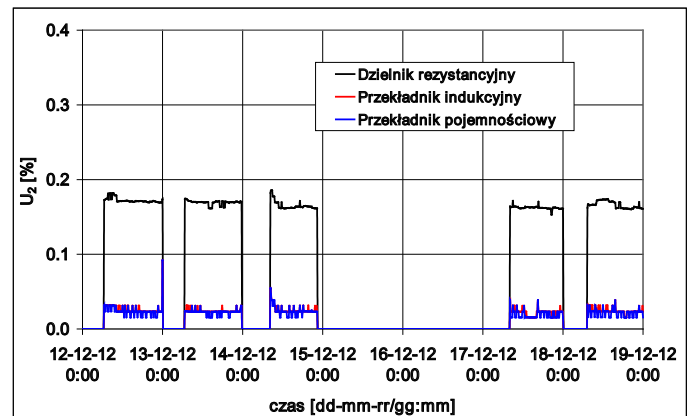
Nr wh	Dzielnik rezystancyjny		Przekładnik indukcyjny		Przekładnik pojemnościowy	
	$\bar{U}_{h\%}$	$\sigma_{UH\%}$	$\bar{U}_{h\%}$	$\sigma_{UH\%}$	$\bar{U}_{h\%}$	$\sigma_{UH\%}$
2	0,167	0,005	0,025	0,005	0,022	0,006
3	0,196	0,040	0,151	0,037	0,173	0,040
4	0,075	0,011	0,012	0,009	0,015	0,009
5	1,198	0,312	1,166	0,321	1,310	0,356
6	0,057	0,014	0,026	0,013	0,031	0,015
7	1,154	0,661	1,098	0,659	1,492	0,889
9	0,055	0,025	0,047	0,022	0,215	0,073
11	0,415	0,123	0,418	0,121	0,261	0,064
13	0,041	0,021	0,039	0,020	0,037	0,015

Tab. 3. Wartości średnie wyższych harmonicznych napięcia

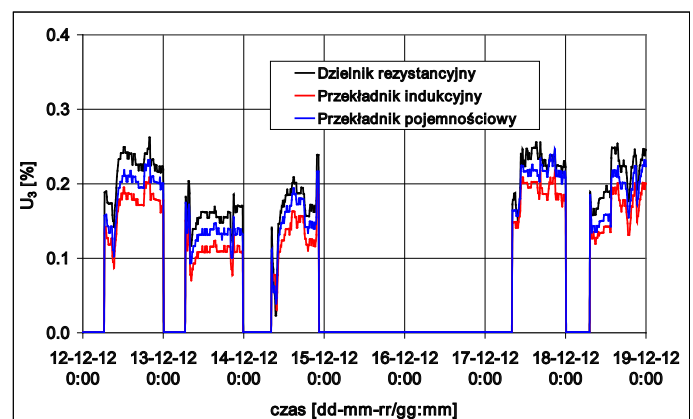
Dla porównania na rys. 6 pokazano wartości maksymalne (10-minutowe) wyższych harmonicznych zarejestrowane w okresie pomiarowym.

Na kolejnych rysunkach (7–10) przedstawiono zmiany wartości wybranych: 2 (parzysta), 3 (rzędu  $3n$ ; kolejność zerowa), 5 (nieparzysta rzędu  $3n-1$ ; kolejność przeciwna) i 7 (nieparzysta rzędu  $3n+1$ ; kolejność zgodna) wyższych harmonicznych napięcia, zarejestrowane w okresie pomiarowym przy wykorzystaniu różnych przetworników pomiarowych. Istotne różnice można zauważyć tylko w przypadku drugiej harmonicznej, gdzie wartości zmierzone przy zastosowaniu dzielnika rezystancyjnego są zdecydowanie wyższe niż przy wykorzystaniu przekładników.

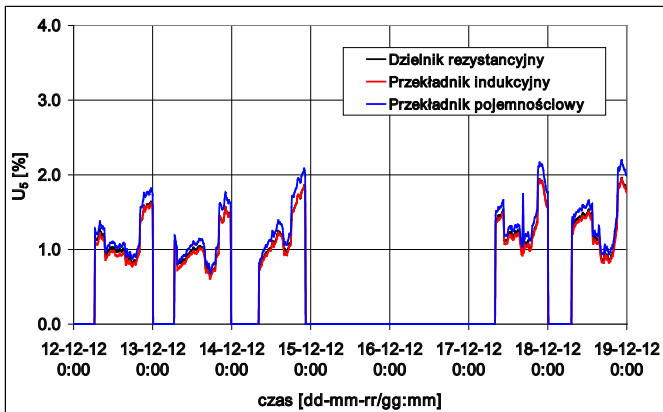
W tab. 4 podano średnie wartości i odchylenia standardowe błędów pomiaru, prowadzonego za pomocą przekładników napięciowych, wybranych wyższych harmonicznych.



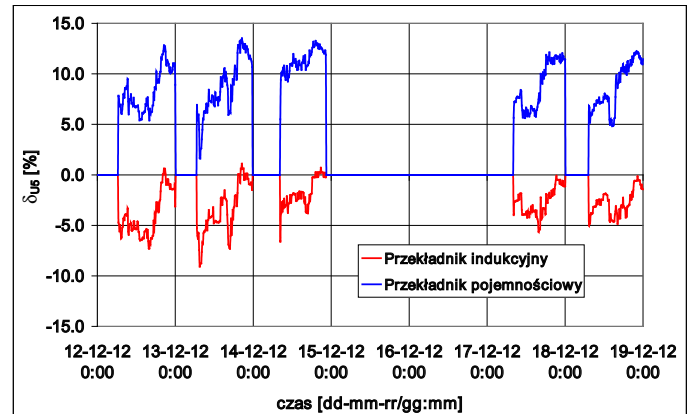
Rys. 7. Zmiany wartości drugiej harmonicznej napięcia



Rys. 8. Zmiany wartości trzeciej harmonicznej napięcia



Rys. 9. Zmiany wartości piątej harmonicznej napięcia



Rys. 11. Zmiany wartości błędów pomiaru piątej harmonicznej napięcia

Nr wh	Przetwornik indukcyjny		Przetwornik pojemnościowy	
	$\bar{\delta}_{UH\%}$	$\sigma_{\delta UH\%}$	$\bar{\delta}_{UH\%}$	$\sigma_{\delta UH\%}$
2	-85,25	2,94	-86,61	3,44
3	-22,60	14,21	-11,43	8,47
4	-81,59	20,85	-78,36	21,17
5	-3,00	1,97	9,11	2,45
6	-56,16	11,08	-47,50	13,30
7	-6,30	3,34	27,82	5,60
9	-15,34	15,87	312,05	122,50
11	0,93	1,58	-33,27	18,12
13	-4,77	11,80	6,42	51,89

Tab. 4. Błędy pomiaru wyższych harmonicznych napięcia za pomocą przetworników

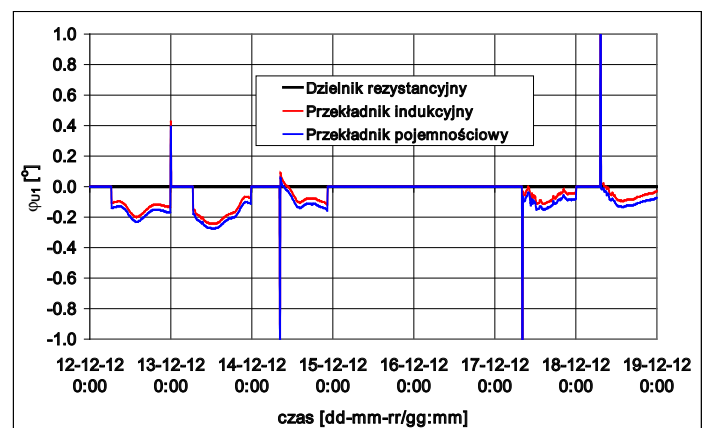
Najmniejsze wartości błędów pomiaru wyższych harmonicznych za pomocą przetworników wystąpiły dla harmonicznych 5 i 7, czyli dla harmonicznych o największych wartościach. Duże wartości błędów dla pozostałych harmonicznych (szczególnie harmonicznych parzystych) mogą wynikać z ich małych wartości (poniżej 0,2%), niestabilności z punktu widzenia odkształcenia przebiegu napięcia.

Na rys. 11 pokazano zmiany wartości błędów pomiaru wartości piątej harmonicznej.

### 4.3. Kąty fazowe harmoniczne napięcia

Wartości średnie i odchylenia standardowe kątów wybranych harmonicznych napięcia zestawiono w tab. 5.

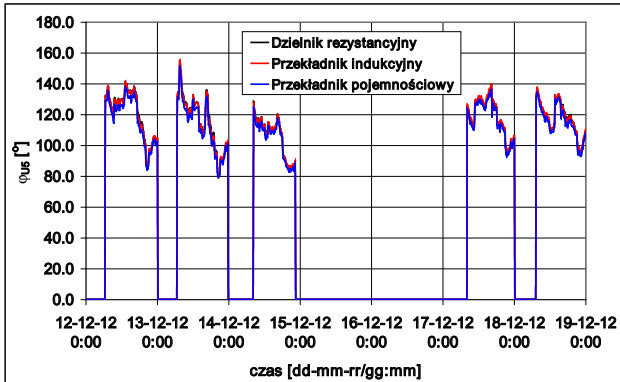
Na rys. 12 pokazano zmiany kątów fazowych dla podstawowej harmonicznej napięcia (w przypadku pomiaru z wykorzystaniem dzielnika rezystancyjnego kąt fazowy jest stały i równy zero), a na rys. 13 zmiany kątów fazowych dla piątej harmonicznej.



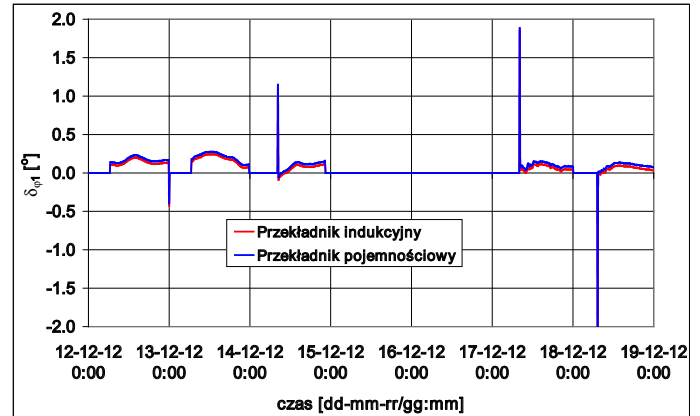
Rys. 12. Zmiany wartości kątów fazowych harmonicznej podstawowej napięcia w okresie pomiarowym

Nr wh	Dzielnik rezystancyjny		Przetwornik indukcyjny		Przetwornik pojemnościowy	
	$\bar{\varphi}_h$ [°]	$\sigma_{\varphi h}$ [°]	$\bar{\varphi}_h$ [°]	$\sigma_{\varphi h}$ [°]	$\bar{\varphi}_h$ [°]	$\sigma_{\varphi h}$ [°]
1	0,000	0,000	-0,102	0,157	-0,137	0,156
2	-87,414	0,792	-62,152	5,497	-98,495	5,195
3	-32,851	16,863	-41,984	24,105	-41,858	22,971
4	-90,978	7,241	84,640	65,719	109,467	69,833
5	115,967	14,866	116,057	14,591	113,323	14,279
6	-101,062	7,476	-118,187	37,989	-123,236	51,879
7	21,287	158,503	-2,843	158,863	7,131	158,547
9	54,585	132,170	41,269	117,029	114,143	32,889
11	14,167	22,034	22,403	21,404	-106,552	20,776

Tab. 5. Wartości średnie kątów fazowych wybranych harmonicznych napięcia



Rys. 13. Zmiany wartości kątów fazowych piątej harmonicznej napięcia w okresie pomiarowym



Rys. 14. Zmiany wartości błędów pomiarowych kątów fazowych harmonicznej podstawowej napięcia

Z rys. 12 wynika, że także w przypadku harmonicznej podstawowej występują różnice kątów fazowych przy pomiarach z wykorzystaniem przekładników.

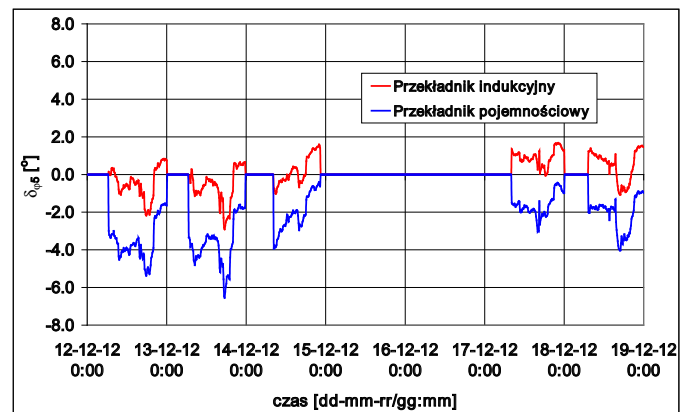
W tab. 6 podano średnie wartości i odchylenia standardowe błędów pomiaru kątów fazowych harmonicznych za pomocą przekładników napięciowych.

Nr wh	Przekładnik indukcyjny		Przekładnik pojemnościowy	
	$\bar{\delta}_{\phi h}$ [°]	$\sigma_{\delta\phi H\%}$ [°]	$\bar{\delta}_{\phi h}$ [°]	$\sigma_{\delta\phi H\%}$ [°]
1	-0,102	0,157	-0,137	0,156
2	25,262	5,210	-11,081	4,703
3	-9,133	9,877	-9,007	8,207
4	175,618	67,150	200,446	71,498
5	0,090	0,966	-2,644	1,281
6	-17,126	34,909	-22,174	49,250
7	-24,130	98,617	-14,156	77,402
9	-13,316	55,459	59,558	149,856
11	8,236	0,758	-120,719	20,359
13	6,196	30,377	61,351	72,447

Tab. 6. Błędy pomiarów kątów fazowych wybranych harmonicznych napięcia

Najmniejsze błędy pomiarów kątów fazowych zaobserwowano dla harmonicznej podstawowej i dla harmonicznej piątej. Natomiast stosunkowo duże błędy wystąpiły dla siódmej harmonicznej.

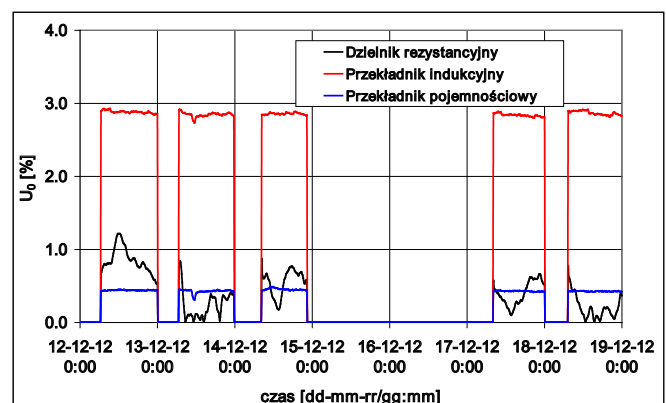
Na rys. 14 i 15 pokazano zmiany wartości błędów pomiaru wartości kątów fazowych odpowiednio dla podstawowej i piątej harmonicznej.



Rys. 15. Zmiany wartości błędów pomiarowych kątów fazowych piątej harmonicznej napięcia w okresie pomiarowym

#### 4.4. Składowa stała napięcia

Oddzielnego potraktowania wymaga problem przenoszenia przez przetworniki pomiarowe składowej stałej napięcia. Na rys. 16 pokazano zmiany wartości składowej stałej, zmierzone w okresie pomiarowym za pomocą poszczególnych przetworników pomiarowych.



Rys. 16. Zmiany wartości składowej stałej napięcia

Przy pomiarach z wykorzystaniem przekładników napięciowych zarejestrowano składową stałą o praktycznie stałych wartościach, różniących się jednak znacznie dla przekładnika indukcyjnego i pojemnościowego. Natomiast dla pomiarów z użyciem dzielnika rezystancyjnego składowa stała ma wartości zmieniające się w czasie.

## 5. Podsumowanie

Dzielnik napięcia został wykonany przez firmę Transformex w wyniku realizacji pracy rozwojowej pt. „Projekt i budowa rezystancyjnego dzielnika napięcia do pomiarów wyższych harmonicznych napięcia w sieci 400 kV”, zleconej i sfinansowanej przez PSE SA (umowa: IF/RB/IF/10/TK/2008). Analiza wyników pomiarów wyższych napięcia została przeprowadzona przez Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej w wyniku realizacji pracy badawczej pt. „Pomiary wyższych harmonicznych napięcia w sieci 400 kV”, zleconej przez PSE SA (umowa: DS/RB/DE/8/TK/2012). Wyniki badań stanowią własność PSE SA.

Zainstalowanie dzielnika rezystancyjnego umożliwiło wykonanie pomiarów porównawczych wyższych harmonicznych napięcia w sieci 400 kV przy zastosowaniu przekładników napięciowych: indukcyjnego i pojemnościowego oraz dzielnika.

Na podstawie pomiarów oszacowano błędy powstające przy pomiarach wartości i kątów fazowych harmonicznych napięcia, wykonywanych z wykorzystaniem przekładników.

Stwierdzono dużą zgodność wartości współczynnika THD, pomierzonych przy wykorzystaniu dzielnika i przekładnika indukcyjnego (średni błąd pomiarów wynosił  $-4,5\%$ ), oraz stosunkowo dużą wartość ( $14,96\%$ ) średniego błędu pomiarów wykonanych za pomocą przekładnika pojemnościowego.

Najlepszą dokładność pomiaru harmonicznych za pomocą przekładników uzyskano dla harmonicznej piątej i siódmej, dominujących w spektrum częstotliwościowym napięcia. Znacznie mniejszą dokładnością charakteryzuje się pomiar harmonicznych

o udziałach poniżej  $0,2\%$ . Wyniki sugerują, że w sposób odrębny należy traktować harmoniczne nieparzyste i parzyste.

Przy pomiarach kątów fazowych wyższych harmonicznych zadowalającą dokładność pomiaru za pomocą przekładników uzyskano tylko dla harmonicznej podstawowej i harmonicznej piątej. Dla pozostałych harmonicznych błędy są stosunkowo duże, a poza tym cechuje je duża zmienność wartości.

Oddzielnym problemem jest całkowicie różny charakter przeniesienia składowej stałej napięcia przez przekładniki napięciowe i przez dzielnik rezystancyjny. Dla przekładników są to wartości praktycznie stałe w czasie, ale różne w zależności od rodzaju przekładnika, natomiast dla dzielnika wartość składowej stałej zmienia się w czasie.

Wyniki pomiarów, uzyskane w trakcie jednogodniowej sesji, chociaż unikatowe w skali światowej, nie mogą być podstawą do wniosków ogólnych. Sugerują jednak problemy, które należy próbować wyjaśnić w dalszych badaniach. Bardziej ogólne wnioski będzie można sformułować po wykonaniu pomiarów w dłuższym czasie.

## BIBLIOGRAFIA

1. Mieński R., Pawełek R., Wasiak I., On the Need to Control Power Quality in Polish Electrical Networks, *Electrical Power Quality and Utilisation* 1999, Vol. 5, No. 2, s. 21–27.
2. Błajszczak G., Olak J., Rezystancyjny dzielnik napięcia do pomiarów wyższych harmonicznych w sieciach 400 kV, konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce” (APE '11), Jurata, 8–10 czerwca 2011, s. 97–104.
3. Błajszczak G., Resistive Voltage Divider for Higher Harmonics Measurement in 400 kV Network, IEEE 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU '2011), Lisbon (Portugal), 17–19 October 2011, s. 1–4.

### Ryszard Pawełek

dr inż.  
 Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej  
 e-mail: ryszard.pawelek@p.lodz.pl  
 Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Łódzkiej (1977). Obecnie jest zatrudniony w Instytucie Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni na stanowisku adiunkta, gdzie pełni funkcję zastępcy dyrektora Instytutu. Obszar zainteresowań naukowych obejmuje: jakość energii elektrycznej, generację rozproszoną, mikrosystemy elektroenergetyczne. Jest członkiem Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej, w którym pełni funkcję wiceprzewodniczącego ds. nauki. Rzeczoznawca SEP w dziedzinie jakości energii elektrycznej.

### Irena Wasiak

dr hab. inż., prof. nadzw.  
 Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej  
 e-mail: irena.wasiak@p.lodz.pl  
 Absolwentka Politechniki Łódzkiej. Od początku kariery zawodowej pracuje w Instytucie Elektroenergetyki tej uczelni. Uzyskała stopnie naukowe doktora i doktora habilitowanego z dziedziny elektroenergetyki. W latach 2002–2008 była prodziekanem Wydziału Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki PŁ. Obecnie pełni funkcję kierownika Zakładu Sieci Elektroenergetycznych Mikrosystemów. Członkini The Institution of Engineering and Technology oraz Komitetu ds. Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej SEP, członek stowarzyszony Sekcji Systemów Elektroenergetycznych PAN. Pełni funkcję zastępcy redaktora naczelnego czasopisma „Electrical Power Quality and Utilisation” oraz współprzewodniczącej międzynarodowej konferencji o tej samej nazwie. Obszar działalności naukowej obejmuje zagadnienia jakości zasilania, integracji rozproszonych źródeł energii w sieciach elektroenergetycznych, funkcjonowania mikrosystemów elektroenergetycznych.

### Marian Jurek

dr inż.  
 Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA  
 e-mail: pawel.kelm@p.lodz.pl  
 W latach 1999–2012 pracował w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych, obecnie PSE Operator SA, gdzie zajmował się usługami systemowymi, następnie rozliczeniami międzynarodowej wymiany energii, a w ostatnich latach wdrażaniem nowych technologii oraz jakością energii i zarządzaniem mocą bierną. Od lutego 2012 roku realizował półroczny projekt dotyczący układów sterowania elektrowni w Emerson Process Management Power & Water Solutions. Aktualnie współpracuje z City Energy sp. z o.o. Jest członkiem m.in.: SEP, IEEE, Eurelectric, Komitetu NOT ds. Gospodarki Energetycznej, Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej. Rzeczoznawca w dziedzinie jakości energii elektrycznej, a także autor ponad 120 publikacji naukowych i technicznych.

## Measurements of Voltage Harmonics in 400 kV Transmission Network

### Authors

Ryszard Pawełek  
 Irena Wasiak  
 Marian Jurek

### Keywords

voltage harmonics, power quality, power quality measurements

### Abstract

The paper deals with the analysis of voltage harmonics measurements performed in the transmission network of 400 kV. The voltage was measured by means of three transducers: resistive voltage divider, inductive measuring transformer and capacitive voltage measuring transformer. Instrument errors were estimated for measuring transformers with reference to the harmonic values obtained from the voltage divider.



Patronat	<b>ENERGA SA</b>
Rada Naukowa	<b>Janusz Biątek / Mieczysław Brdyś / Mirosław Czapiewski / Antoni Dmowski Michał Dudziak / Istvan Erlich / Andrzej Graczyk / Piotr Kacejko Tadeusz Kaczorek / Marian Kazimierowski / Jan Kiciński / Kwang Y. Lee Zbigniew Lubośny / Jan Machowski / Jan Majewski / Om Malik Jovica Milanovic / Jan Popczyk / Zbigniew Szczerba / Marcin Szpak G. Kumar Venayagamoorthy / Jacek Wańkowicz / Ryszard Zajczyk</b>
Recenzenci	<b>Stanisław Czapp / Andrzej Graczyk / Piotr Kacejko / Jan Kiciński Zbigniew Lubośny / Jan Machowski / Józef Paska / Jan Popczyk Desire Dauphin Rasolomampionona / Sylwester Robak / Marian Sobierajski Paweł Sowa / Zbigniew Szczerba / Artur Wilczyński</b>
Redaktor naczelny	<b>Zbigniew Lubośny</b>
Zastępca redaktora naczelnego	<b>Rafał Hyrzyński</b>
Redaktorzy językowi	<b>Katarzyna Żelazek</b>
Redaktorzy tematyczni	<b>Michał Karcz / Jacek Klucznik / Marcin Lemański / Paweł Szawłowski</b>
Redaktor statystyczny	<b>Sebastian Nojek</b>
Sekretarz redakcji	<b>Jakub Skonieczny</b>
Korekta	<b>Mirosław Wójcik</b>
Projekt graficzny	<b>Art Design Maciej Blachowski</b>
Skład	<b>Ryszard Kuźma</b>
Przygotowanie do wysyłki	<b>ENERGA Obsługa i Sprzedaż sp. z o.o.</b>
Redakcja	<b>Acta Energetica</b> al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, POLAND tel.: +48 58 77 88 466, fax: +48 58 77 88 399 e-mail: <a href="mailto:redakcja@actaenergetica.org">redakcja@actaenergetica.org</a> <a href="http://www.actaenergetica.org">www.actaenergetica.org</a>
Media elektroniczne	<b>Anna Fibak</b> (redaktor językowy) <b>Paweł Banaszak</b> (redaktor techniczny)
Wydanie elektroniczne <i>Acta Energetica</i> jest wersją pierwotną pisma. Czasopismo indeksowane w Bazie danych o zawartości polskich czasopism technicznych BazTech <a href="http://baztech.icm.edu.pl">http://baztech.icm.edu.pl</a> .	
Informacje dla autorów dostępna na stronie internetowej: <a href="http://www.actaenergetica.org">www.actaenergetica.org</a>	



*Kwartalnik Naukowy  
Energetyków*