

# Inteligentne przetworniki prądowe w automatyce elektroenergetycznej

*W artykule przedstawiono rozwiązania pozwalające na zaprojektowanie algorytmów działających w stacji oraz w polach rozdzielczych wykorzystujących inteligentne przetworniki prądowe. Omówiono przykładowe rozwiązania bazujące na różnych protokołach komunikacyjnych, w tym na IEC 61850. Scharakteryzowano sterownik polowy i inteligentny przetwornik prądowy. Omówiono przepływ informacji od przetwornika do sterownika. Opisano infrastrukturę stacji elektroenergetycznej oraz automatykę prądowego odciążania systemu.*

## 1. WSTĘP

---

Większość systemów sterowania sieci rozdzielczych energii elektrycznej projektowana jest zgodnie z technologią opierającą się na wykorzystaniu linii przewodowych i przesyłaniu za ich pomocą sygnałów dwustanowych. Taka topologia systemu wymaga zastosowania dużej ilości linii przewodowych do uzyskania i przekazania niezbędnych informacji dla poprawnego funkcjonowania systemu automatyki elektroenergetycznej. Alternatywą jest wykorzystanie łączy transmisji szeregowej do przesyłania informacji między inteligentnymi elementami infrastruktury, w szczególności między urządzeniami pomiarowymi a wykonawczymi. Takie rozwiązanie pozwala zredukować wymaganą liczbę linii przewodowych koniecznych do poprawnego funkcjonowania systemu automatyki elektroenergetycznej oraz liczby wejść i wyjść dwustanowych w sterownikach polowych. Obecnie realizacja systemu automatyki stacyjnej zgodnie z wymaganiami użytkownika nie stanowi większego problemu. Dzięki zastosowaniu do jej realizacji inteligentnych sterowników polowych z zaimplementowanym mechanizmem logiki użytkownika można zaprojektować i zrealizować praktycznie każdą automatykę, np.: LRW, SZR lub odciążania prądowego systemu. Klasyczne rozwiązanie bazuje na przesyłaniu informacji między polami z wykorzystaniem wejść i wyjść dwustanowych. Dodając informacje pochodzące z łączy komunika-

cyjnych, rozwiązanie się upraszcza lub otwierają się nowe możliwości związane z większym dostosowaniem logiki do potrzeb poszczególnych pól, bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów na infrastrukturę komunikacyjną. W szczególnym przypadku takie rozwiązanie pozwala zredukować wymaganą liczbę linii przewodowych koniecznych do poprawnego funkcjonowania systemu automatyki elektroenergetycznej jedynie do linii transmisyjnych łączących urządzenia systemu [1]. Dodatkowo zapewnia rozszerzenie ilości przesyłanych danych i sygnałów pomiędzy urządzeniami o wartości mierzone: prądów i napięć (RMS, kąty między nimi, wartości harmonicznych), sygnałów analogowych z czujników zainstalowanych w sekcjach pola rozdzielczego (np.: temperatury) oraz przesyłanie złożonych poleceń sterujących z inteligentnej sieci „Smart Grid”. Ważnym elementem takiego rozwiązania jest zastosowanie inteligentnych przetworników prądu i napięcia, czyli takich, które pozwolą na bezpośrednie dołączenie do magistrali transmisyjnej i będą udostępniać zmierzone wartości w postaci cyfrowej, zsynchronizowane ze sobą dla całego obiektu.

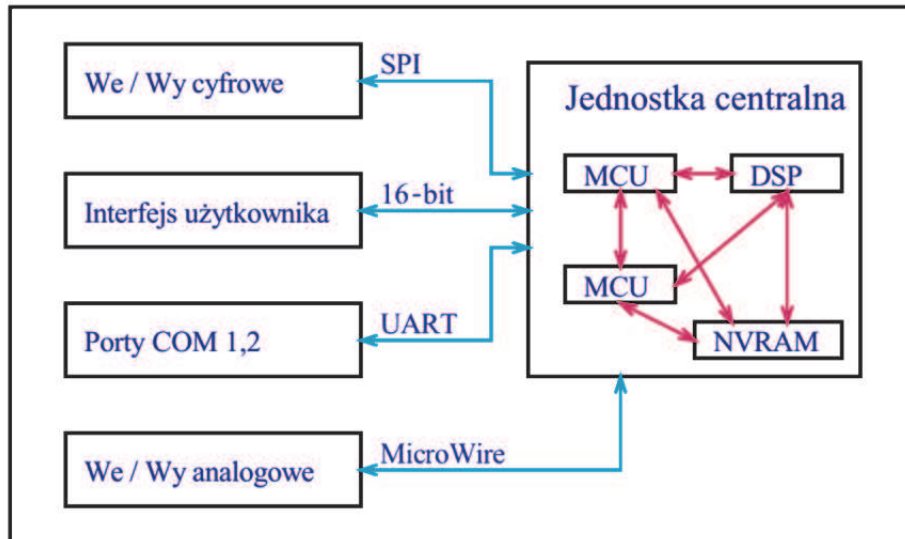
## 2. STEROWNIK POLOWY

---

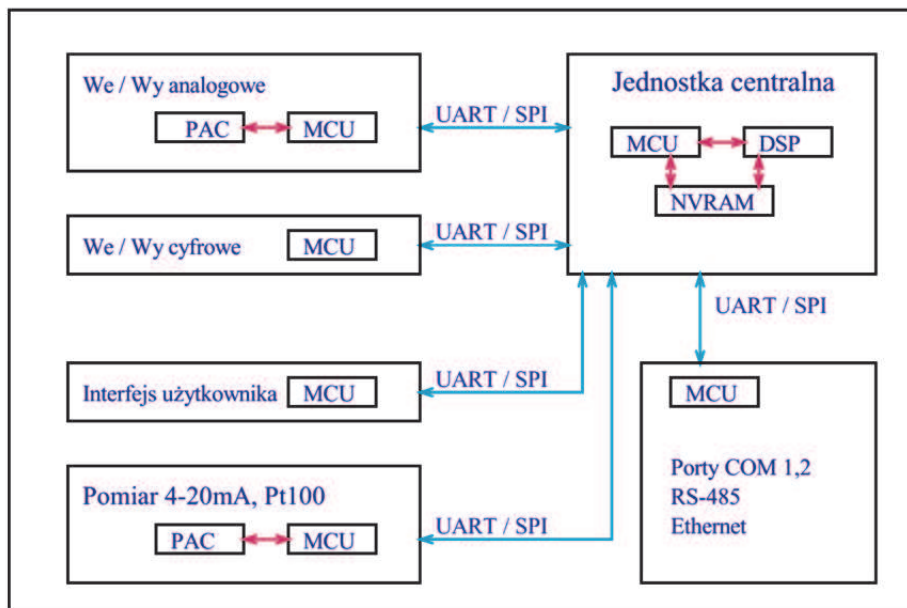
Na rys. 1. przedstawiono schemat blokowy inteligentnego sterownika polowego [2]. Głównym jego modulem jest jednostka centralna składająca się

z jednego lub kilku procesorów (rdzeni), odpowiedzialna za wykonywanie algorytmów zabezpieczeń i automatyk (logikę użytkownika), obsługę wejść i wyjść analogowo-cyfrowych, komunikację oraz obsługę interfejsu użytkownika. Połączona jest ona z pozostałymi modułami urządzenia łączami szere-

gowymi (np. SPI) lub równoległymi (np. magistrala danych 16-bitowa). Wraz ze wzrostem funkcjonalności i klasy sterownika w urządzeniu są instalowane inteligentne moduły, wyposażone we własne mikrokontrolery (rys. 2).



Rys. 1. Schemat blokowy inteligentnego sterownika polowego [2]

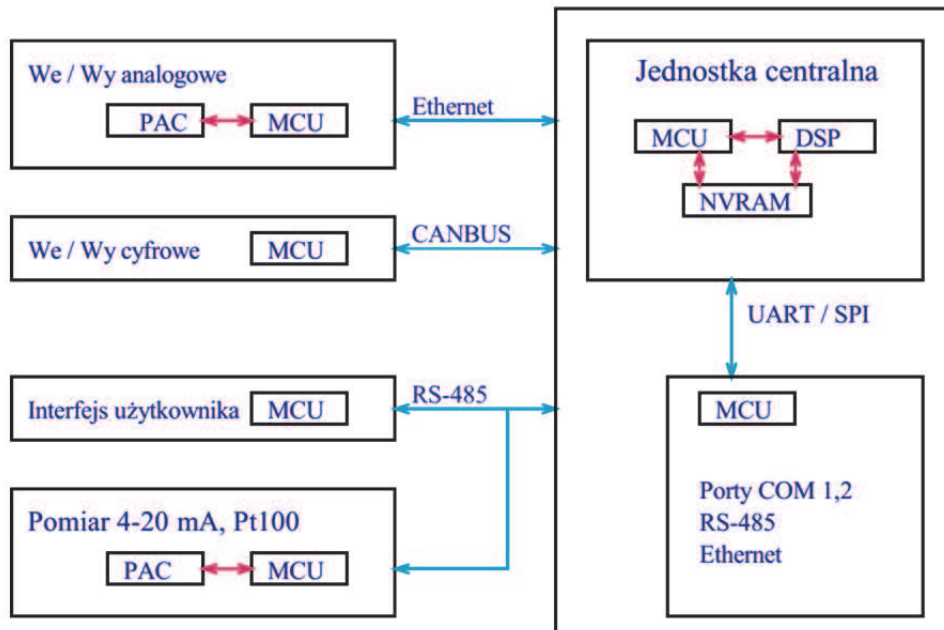


Rys. 2. Schemat blokowy inteligentnego sterownika polowego z inteligentnymi modułami [2]

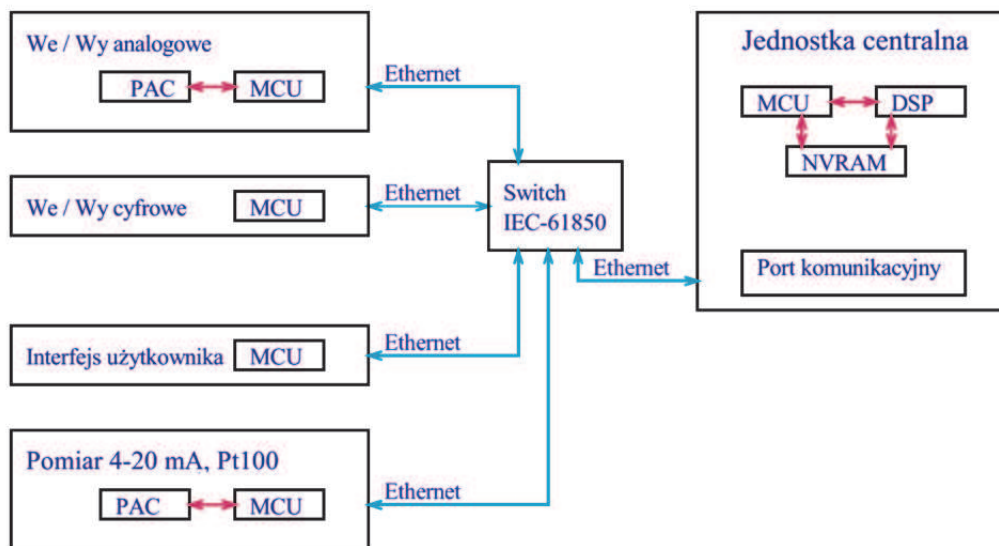
W chwili obecnej coraz częściej można spotkać sterowniki składające się z kilku części. Rozszerzanie urządzenia o kolejne wejścia/wyjścia odbywa się na zasadzie dołączania kolejnych części/modułów do urządzenia łączami komunikacyjnymi, np.: RS-485, CANBUS, Ethernet (rys. 3). W takim rozwiązaniu jednostka centralna pełni dodatkowo rolę „mastery” zarządzającego komunikacją z modułami. Przesyłanie danych z i do modułów odbywa się z wykorzy-

staniem specjalizowanych protokołów opracowanych przez producenta.

Zastosowanie do wymiany danych między jednostką centralną a modułami zewnętrznymi określonych standardów komunikacyjnych pozwala na zbudowanie rozproszonego sterownika polowego (rys. 4). W chwili obecnej najlepszym rozwiązaniem wydaje się Ethernet przemysłowy z zaimplementowanym standardem IEC 61850.



Rys. 3. Schemat blokowy inteligentnego sterownika polowego z modułami zewnętrznymi [3]



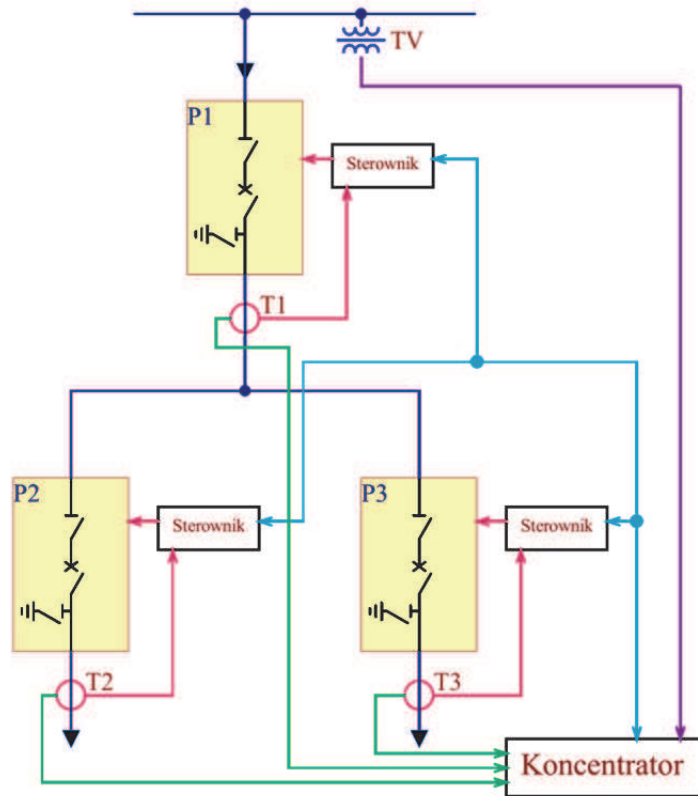
Rys. 4. Schemat blokowy rozproszonego inteligentnego sterownika polowego [3]

Dysponując takim sterownikiem, można w znaczny sposób zoptymalizować budowę i działanie stacji elektroenergetycznej w zakresie opomiarowania, sygnalizacji, sterowania oraz realizacji automatyk stacyjnych. Moduły, które dotychczas stanowiły integralne części urządzeń zabezpieczeniowych, zostały wydzielone w taki sposób, że mogą pracować samodzielnie i być „elementami” kilku sterowników, tzn. udostępniać dane pomiarowe dla kilku urządzeń lub wykonywać polecenia sterujące pochodzące od różnych jednostek centralnych [4].

Na rys. 5. przedstawiono schemat blokowy stacji elektroenergetycznej wykorzystującej rozproszone

sterowniki polowe [5]. Należy zwrócić uwagę na następujące kwestie:

- wszystkie urządzenia są dołączone do koncentratora (serwera danych), który udostępnia dane dla urządzeń stacyjnych oraz systemu SCADA,
- urządzenia wykonawcze (np. moduły sterowania wyłącznikiem) mogą być zintegrowane z wyłącznikiem, nie muszą wchodzić w skład sterownika i stanowić wydzielonych specjalizowanych modułów,
- urządzenia pomiarowe są instalowane w odpowiednich miejscach i posiadają funkcjonalność potrzebną dla prawidłowego działania stacji.



Rys. 5. Schemat blokowy stacji elektroenergetycznej z rozproszonymi sterownikami polowymi [5]

### 3. INTELIGENTNY PRZETWORNIK PRĄDOWY

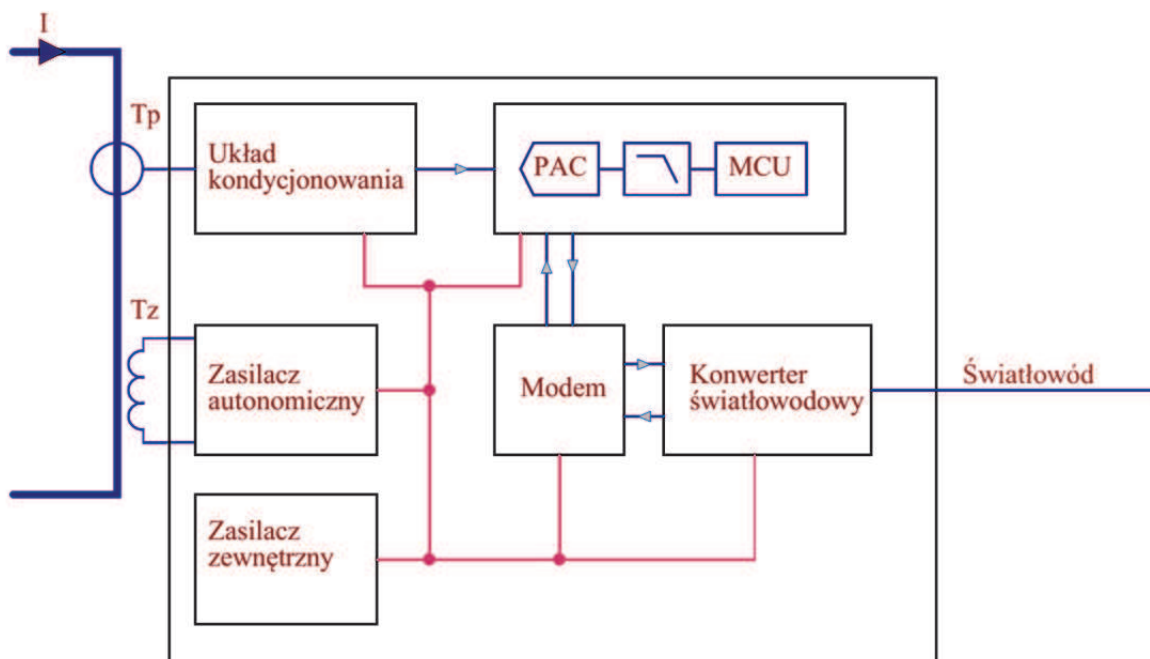
Obecnie na rynku dostępna jest niewielka liczba inteligentnych sensorów wyposażonych w światłowodowe łącza transmisyjne [3]. Najczęściej inteligentne sensory są realizowane poprzez połączenie klasycznego przekładnika z inteligentnym urządzeniem zabezpieczeniowym. Wadą takiego rozwiązania są wysoki koszt oraz duża ilość miejsca wymaganego do instalacji. Pomimo tych problemów wykorzystanie inteligentnych modułów kontrolno-sterujących jest coraz częstsze nawet w stacjach elektroenergetycznych wykonanych w sposób klasyczny. Zastosowanie inteligentnych urządzeń do pomiarów prądów i napięć dopiero wchodzi w erę zastosowań praktycznych. Najbardziej poszukiwanym rozwiązaniem są urządzenia z zasilaniem autonomicznym i zewnętrznym (rys. 6).

Jeśli planowane jest wykorzystanie zasilania autonomicznego, to należy dobrać taką wersję, która będzie działała od 5%  $I_n$  ( $I_n$  – prąd nominalny). Inteligentne urządzenia pomiarowe (sensory) można podzielić na dwie grupy: z łączami transmisyjnymi miedzianymi i światłowodowymi. Miedziane są tań-

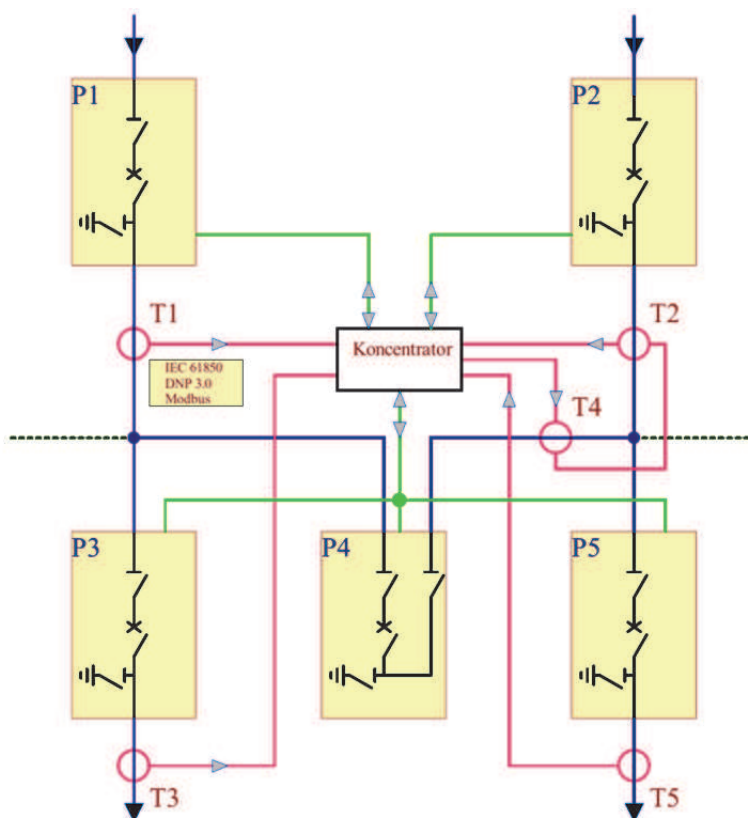
sze, ale wymagają stosowania dodatkowych zabezpieczeń od zakłóceń elektromagnetycznych i izolacji napięciowej. Łącza światłowodowe (najczęściej wykonane w technologii plastikowej) nie posiadają tych niedogodności, ale są bardziej energochłonne, co znacznie komplikuje urządzenia w przypadku zasilania autonomicznego.

### 4. PRZESYŁ INFORMACJI OD PRZETWORNIKA DO STEROWNIKA

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na działanie automatyki rozproszonej, w tym układów pomiarowych i sterowników polowych o architekturze rozproszonej, jest czas opóźnienia, wynikający z przesłania informacji o wartości RMS od przetwornika do jednostki centralnej. Należy przyjąć, że w klasycznym rozwiązaniu sterownika polowego (rys. 1 i 2) czas ten jest pomijalnie mały w stosunku do okresu sieci. W omawianym rozwiązaniu (rys. 4 i 5), należy założyć, że gwarantowany czas przesłania danych powinien wynosić nie więcej niż 5 ms. Oprócz stosowania metody cyklicznego przekazywania informacji można zastosować mechanizm



Rys. 6. Schemat blokowy inteligentnego przetwornika prądowego z zasilaniem autonomicznym [3]



Rys. 7. Przykład infrastruktury teleinformatycznej z inteligentnymi przekładnikami prądowymi (T1, T2, T3, T4, T5) w dwusekcyjnej stacji rozdzielczej [5]

samoistnego wysyłania informacji, np. w przypadku znacznego wzrostu wartości RMS. Stosując specjalizowane rozwiązania sprzętowo-programowe, informacje od inteligentnych sensorów do jednostki centralnej sterownika można przesłać w czasie poniżej 0,01 ms, co pozwala na przekazywanie z sensorów pojedynczych próbek sygnału, a nie tylko wartości RMS. Ciąg próbek odebrany przez jednostkę centralną sterownika polowego pozwala na wyliczenie zależności między sygnałami prądowymi w poszczególnych fazach, czyli amplitud i kątów. Dane te mogą być też zapisane w rejestratorze zakłóceń oraz być wykorzystywane do analizy zawartości harmoniczných w analizatorze jakości energii. Najwyższy poziom wymagań czasowych w standardzie IEC 61850, wykorzystywany w mechanizmie GOOSE, wymaga przesłania informacji między urządzeniami w czasie poniżej 3 ms. W przypadku rozwiązań wykorzystujących klasyczne przekładniki prądowe informacje o aktualnej wartości RMS najczęściej są wyliczane co 10 ms na podstawie próbek zebranych za ostatni okres. Omawiany inteligentny sensor udostępnia cyklicznie co 10 ms wartość RMS sygnału prądowego, podobnie jak w typowych sterownikach polowych przedstawionych na rysunkach 1. i 2. Zintegrowanie trzech przetworników w jedno urządzenie pozwala na przesyłanie wartości RMS dla każdej z faz oraz kątów między nimi jednym łączem komunikacyjnym do jednostki centralnej sterownika.

## 5. INFRASTRUKTURA STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Schemat budowy infrastruktury teleinformatycznej nowoczesnej stacji rozdzielczej energii elektrycznej przedstawiono na (rys. 7).

Połączenia międzypolowe oraz połączenia z przetwornikami pomiarowymi realizowane są na drodze cyfrowej, przy użyciu łącz szeregowych Ethernet oraz protokołów komunikacyjnych: IEC 61850 (DNP 3.0, Modbus TCP). Wszystkie elementy infrastruktury teleinformatycznej podłączone są do wspólnego węzła, tzw. koncentratora, który zapewnia wzajemną komunikację wszystkich elementów ze sobą. Dodatkowo nadzoruje on i optymalizuje ruch sieciowy tak, aby nie następowało przeciążenie łącz komunikacyjnych oraz polecenia priorytetowe były wykonywane w pierwszej kolejności. Zapewnia ponadto połączenie z siecią zewnętrzną np.: lokalną siecią dyspozytorską, nadrzędnym systemem utrzymania ruchu, systemem opomiarowania AMI lub systemem SCADA. Jako topologię połączeń wykorzystane mogą być następujące układy

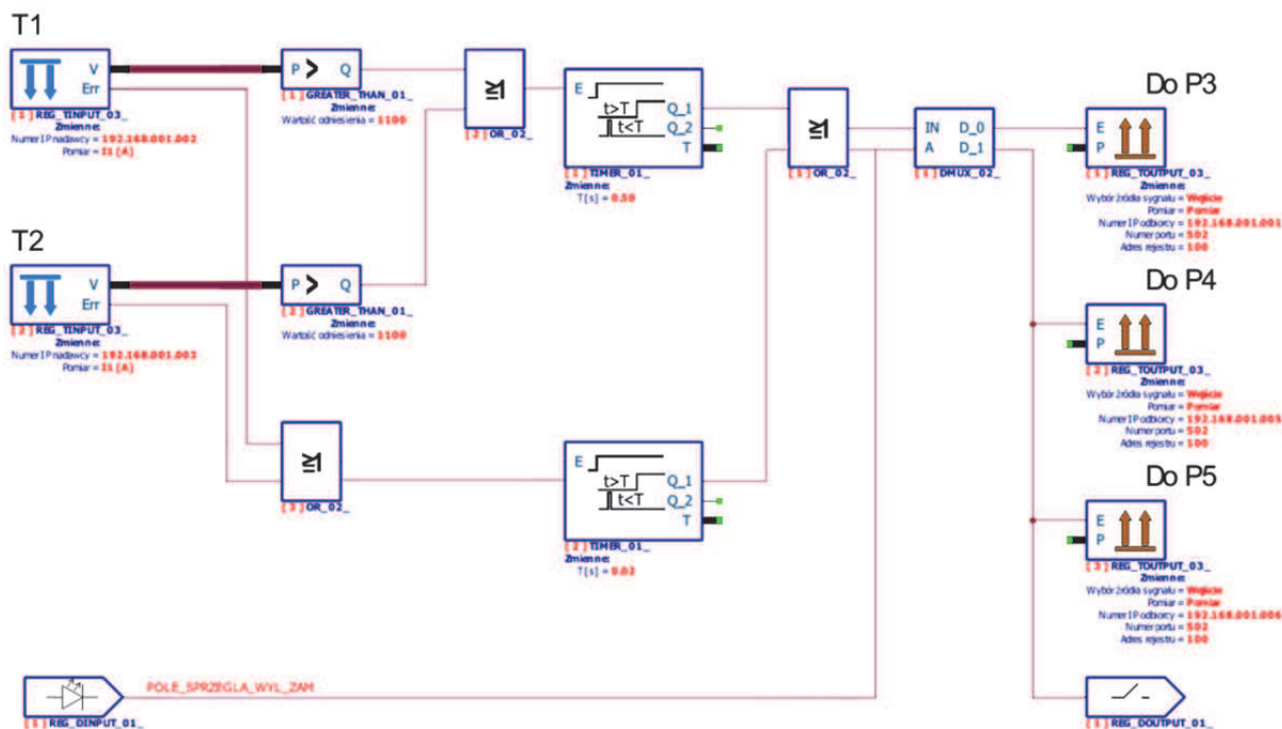
sieci: gwiazdy, magistrali lub pierścienia. Wybór konkretnego układu sieci dla danego obiektu lub urządzeń podyktowany jest indywidualną specyfiką ich funkcjonowania. Przykładowo elementy pomiarowe o krytycznym znaczeniu dla prawidłowego funkcjonowania systemu przyłączone są bezpośrednio do koncentratora. Zapewnia to przesyłanie danych (pomiarowych, o stanie łączników, sygnalizacji alarmowej) z priorytetem wyższym niż np.: komunikatów do systemu dyspozytorskiego oraz zapewnia nieograniczony dostęp do magistrali komunikacyjnej. Rozwiązanie to otwiera zatem nowe możliwości przed projektantami rozdzielni elektrycznych. Pozwala na budowę rozproszonego systemu sterownia i zabezpieczeń. Każde urządzenie zainstalowane w sieci może dowolnie korzystać z danych pomiarowych, sygnałów kontrolnych oraz sterować innymi elementami (inteligentnymi modułami), bez pośrednictwa jednostek centralnych sterowników znajdujących się w danym polu.

## 6. AUTOMATYKA PRĄDOWEGO ODCIĄŻANIA SYSTEMU

Przykładowy schemat automatyki prądowego odciążania systemu, działającej na podstawie wartości prądów mierzonych przez inteligentne przekładniki prądu T1 i T2 (rys. 7), przedstawiono na rys. 8. Przekładniki T1 i T2 są reprezentowane na schemacie poprzez bloki funkcyjne REG\_TINPUT i parametr „Numer IP nadawcy”. Każdy element dołączony do systemu teleinformatycznego jest określony poprzez unikalny numer IP. W celu pozyskania informacji pomiarowej z konkretnego przekładnika wystarczy znać jego numer IP oraz numer pomiaru, jaki się chce wykorzystać. Wartość pomiarowa po porównaniu z wartością kryterialną i uwzględnieniu zależności logicznych, np. stanu położenia łączników, za pomocą bloków funkcyjnych REG\_TOUTPUT przekazywana jest dalej, np. do układu sterowania łącznikiem głównym w polu P3. Zgodnie z przedstawionym schematem i sposobem funkcjonowania w każdym momencie może nastąpić pełna rekonfiguracja działania automatyki.

## 7. PODSUMOWANIE

Dużą zaletą opisaną wyżej infrastruktury jest możliwość zaimplementowania przedstawionej automatyki w dowolnym z pól P1 i P2, a w szczególnym przypadku również w polach P3, P4 i P5 lub



Rys. 8. Przykład automatyki prądowego odciążenia systemu w polu zasilającym [5]

w koncentratorze (rys. 7). Taka wszechstronność ma szczególne znaczenie przy wprowadzaniu dodatkowych algorytmów w już zainstalowanych sterownikach, których możliwości w zakresie wprowadzenia dodatkowej logiki mogą być ograniczone. Zastosowanie inteligentnych sensorów i wspólnej sieci komunikacyjnej oraz mechanizmów logiki programowalnej zapewnia elastyczność i dużą swobodę w dostosowaniu funkcjonowania stacji elektroenergetycznej do potrzeb obiektu i klienta. Rozwiązanie wykorzystujące teletransmisję danych pomiarowych, kontrolnych oraz sterujących stanowi kolejny krok w automatyzacji procesów w energetyce. Pozwala na realizację zarówno nowych typów automatów, jak i ich postaci klasycznych w nowy sposób, optymalizując tym samym strukturę systemu.

Istotnym elementem przy projektowaniu logiki obiektów wykorzystujących inteligentne urządzenia jest oprogramowanie narzędziowe. Powinno ono pozwalać na:

- wykonanie projektu logiki działania całej stacji oraz poszczególnych pól,
- wykonanie symulacji działania poszczególnych pól oraz całego obiektu,
- wykrycie błędów lub potencjalnych problemów pod względem działania logiki oraz czasu jej wykonywania,
- załadowanie plików logiki do urządzeń,
- obsługę urządzeń różnych producentów.

Największym problemem jest punkt ostatni, choć oczywiście przestaje on być istotny w sytuacji, gdy stosowane są urządzenia tego samego producenta.

Zastosowanie inteligentnych sensorów pomiarowych obok modułów kontrolno-sterujących prowadzi do prostej optymalizacji wyposażenia, a więc i ceny obiektu. Pozwala na korzystanie tylko z potrzebnej liczby urządzeń realizujących wyłącznie wymagane funkcje. Rozwiązania takie przyczyniają się do rozwoju rozproszonych sterowników polowych, w których dużego znaczenia nabiera warstwa komunikacyjna.

#### Literatura

1. Andrzejewski M., Gacek A.: *Przepływ energii i informacji w tradycyjnych i inteligentnych sieciach elektroenergetycznych smart grids*. „Automatyka Elektroenergetyczna”, 2013, nr 3.
2. Broda K., Przybysz R., Wlazło P.: *Algorytmy w sterownikach polowych stosowane do automatycznego odwadniania kopalni*. „Elektronika”, 2013, nr 4.
3. Michalski P., Kardys W., Kołodziejczyk Z.: *Autonomiczna jednostka pomiarowa dla sieci Smart Grid*. „Wiadomości Elektrotechniczne”, 2013, nr 11.
4. Kuźmiński A., Rup A.: *Wybrane aplikacje ITR dedykowane do sieci Smart Grids*. „Elektro.info”, 2013, nr 1.
5. Przybysz R., Wlazło P.: *Wykorzystanie standardu Ethernet w rozwiązaniach automatyk i zabezpieczeń sieci rozdzielczej SN*. „Elektro.info”, 2014, nr 4.

Artykuł został zrecenzowany przez dwóch niezależnych recenzentów.