



Janusz BARACZ

ENION S.A. Oddział Kraków, Zakład Energetyczny Kraków, Wydział Automatyki i Zabezpieczeń

Nowoczesne Systemy Sterowania i Nadzoru Stacji w ZE Kraków – doświadczenia eksploatacyjne

Streszczenie. Artykuł ten dostarcza szeregu danych technicznych, dotyczących konfiguracji systemów sterowania wykonanych w ostatnich latach na terenie Zakładu Energetycznego Kraków. Stanowi również próbę sformułowania wniosków powstałych na bazie doświadczeń zebranych na etapie przygotowywania założeń projektowych, w czasie uruchamiania urządzeń i stosunkowo krótkiego okresu eksploatacji.

Abstract. (Modern Station Control and Monitoring Systems in the Krakow Power Distribution Company – exploitation experience). The paper presents Station Control and Monitoring Systems put into service during last three years in Krakow Power Distribution Company. Commissioning problems and exploitation experience are discussed.

Słowa kluczowe: stacje, sterowanie, nadzór, zabezpieczenia, EAZ.

Keywords: stations, control system, protections.

Wstęp

Nowoczesne systemy sterowania stały się od kilku już lat powszechnym elementem wyposażenia nowopowstałych obiektów energetycznych. Są odpowiedzią na ciągle rosnące wymagania dotyczące niezawodności, elastyczności, integracji wielu funkcji, możliwości dalszej rozbudowy, a także redukcji kosztów zwłaszcza eksploatacji. Stanowią kompleksowe rozwiązanie dla efektywnego wdrażania wymaganych przez użytkownika funkcji, łączą w ramach projektu urządzenia używające różnych protokołów komunikacji. Systemy te w toku pracy normalnej muszą w czasie rzeczywistym zbierać, przetwarzać dużą ilość szczegółowej informacji, a w przypadku zakłócenia w krótkim czasie podjąć właściwą decyzję o eliminacji uszkodzonych fragmentów sieci. Są też źródłem wyczerpującej informacji służącej diagnostyce urządzeń.

Większość nowych inwestycji w ostatnich latach jest zlecana w systemie „pod klucz”. Każdy z dużych dostawców (wraz z aparaturą pierwotną) oferuje swój własny, jednolity system sterowania stanowiący kompleksowe rozwiązanie dedykowane dla konkretnego obiektu. Oczywiście nie jest to jedyne z możliwych rozwiązań, gdyż czasem mamy do czynienia z sytuacją, kiedy system sterowania i nadzoru (lub jego część) pochodzi od innego producenta. Może to wynikać ze specyficznych wymagań inwestora, ale częściej jest próbą ograniczania kosztów wynikającą z ogólnych zasad i procedur przetargowych, które zwykle pozostają w sprzeczności z ze wszech miar słuszną z punktu widzenia eksploatacji ideą unifikacji urządzeń.

Opis wybranych systemów

Pierwszym w pełni jednolitym rozwiązaniem Systemu Sterowania i Nadzoru, który pojawił się w ZE Kraków na stacji Kampus był **System Automatyki Stacyjnej Sicam SAS** produkcji firmy Siemens. Został on dostarczony wraz z rozdzielnią wewnętrzną 110 kV w izolacji gazowej typu 8DN8 w 2002 r. Obejmuje on swym zasięgiem rozdzielnię 110 kV typu H4, potrzeby własne oraz stanowi drogę transmisji innych sygnałów pomocniczych, dwustanowych z różnych urządzeń stacji.

Architekturę systemu przedstawia rysunek 1. „Sercem” tego systemu jest sterownik stacyjny Sicam S.C., w skład którego wchodzi:

- jednostka centralna CPU – Sicam M7,
- procesor komunikacyjny – MPC,
- moduły rozszerzające wejść/wyjść dwustanowych i optycznych,
- procesor komunikacyjny dla magistrali Profibus FMS.

Elementami systemu są :

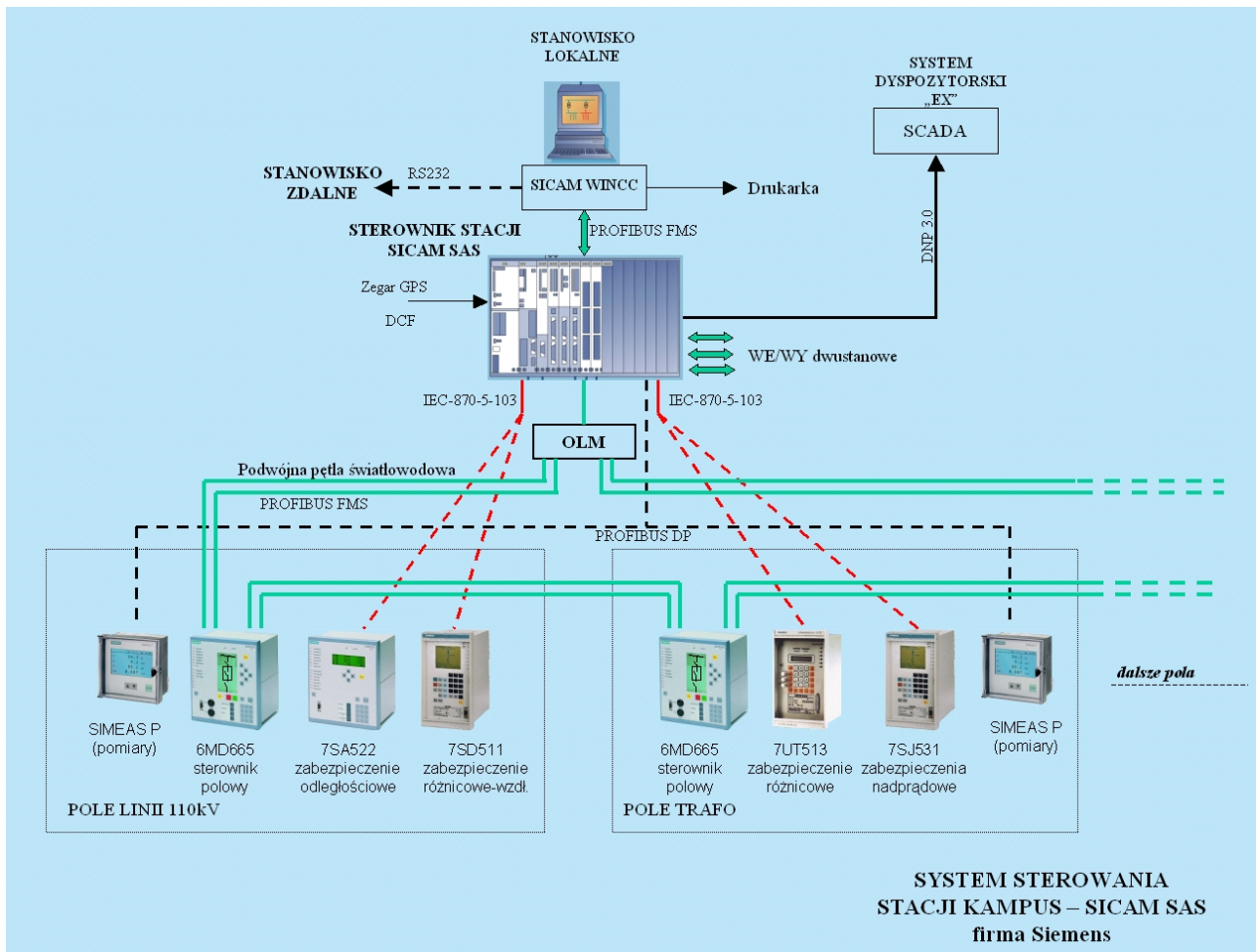
- sterowniki polowe 6MD665,
- zabezpieczenia,
- moduły pomiarowe SIMEAS P,
- przetworniki sygnałów w modułach zlokalizowanych bezpośrednio w łącznikach,
- przetworniki monitorujące ciśnienie SF₆.

W polach liniowych występują zabezpieczenia odległościowe 7SA522 oraz różnicowo-wzdłużne 7SD511 na łączu światłowodowym (wydzielone włókna), a w polach transformatorów zabezpieczenie nadprądowe 7SJ531 i zabezpieczenie różnicowe typ 7UT513.

Do podstawowych zadań systemu należą:

- sterowanie i monitorowanie urządzeń przy pomocy pełnograficznego interfejsu Sicam WinCC (stanowiska lokalnego) jako pomostu pomiędzy użytkownikiem a procesem,
- zdalne sterowanie i monitorowanie stacji z systemu dyspozytorskiego Ex przy pomocy protokołu DNP 3.0, który został przyjęty jako standard do komunikacji pomiędzy obiektem a w/w systemem nadrzędnym Ex,
- synchronizacja czasu z DCF77 lub GPS,
- połączenie sterowników polowych i zabezpieczeń za pomocą protokołu Profibus FMS oraz IEC 870-5-103,
- szybkie, chronologiczne przetwarzanie danych cyfrowych i analogowych z rozdzielczością 1 ms,
- gromadzenie, przetwarzanie i transmisja sygnałów dwustanowych z innych urządzeń stacji tj. potrzeb własnych, SCA, sygnalizacji centralnej, instalacji alarmowej stacji itp.,
- archiwizacja zdarzeń i rejestracja przebiegów analogowych,
- swobodne konfigurowanie funkcji automatyki.

W systemie tym wszystkie sygnały i informacje wewnętrzne z urządzeń mogą być przetwarzane, łączone logicznie, wymieniane pomiędzy urządzeniami i przekazywane do systemu nadrzędnego.



Rys.1. System SICAM SAS

Charakterystyczne jest połączenie sterowników polowych typu 6MD poprzez podwójną pętlę światłowodową, co gwarantuje całkowitą odporność na zakłócenia elektromagnetyczne a przede wszystkim poprawną pracę całego systemu w przypadku uszkodzenia modułu.

Warto zwrócić uwagę na wspomniany już element, który umożliwia bezpośredni kontakt pomiędzy personelem operacyjnym a stacją tj. System Wizualizacji Sicam WinCC. Monitor służy do prezentacji topologii stacji i poszczególnych pól, wartości pomiarowych, listy zdarzeń, stanów automatów, a wraz z klawiaturą i myszką do wykonywania przełączeń. Dodatkowo system archiwizuje wszystkie istotne dane i udostępnia je użytkownikowi w postaci wykresów, tablic, przebiegów, w celu dalszej obróbki. Przetwarzaniu podlegają takie dane jak:

- zdarzenia
- wskazania zabezpieczeń
- wartości pomiarowe
- wartości wyliczane

Zdalny dostęp do wszelkich informacji możliwy jest w tym przypadku poprzez RS 232 z centralnego stanowiska Systemu Monitorowania Stacji zlokalizowanego w Wydziale Zabezpieczeń.

W 2003 r. powstała stacja 110/30/15/6 kV Biegonice wyposażona w **System Sterowania i Nadzoru MicroScada** produkcji ABB. W skład stacji wchodzi:

- rozdzielnia 110 kV typu H4 wyposażona w moduły typu Compass ABB,
- transformatory 110/30/6 kV i 110/30/15 kV,
- 8 polowa rozd. 30 kV typu ZX1.2 ABB,
- 22 polowa rozd. 15 kV typu ZS-8P ABB,

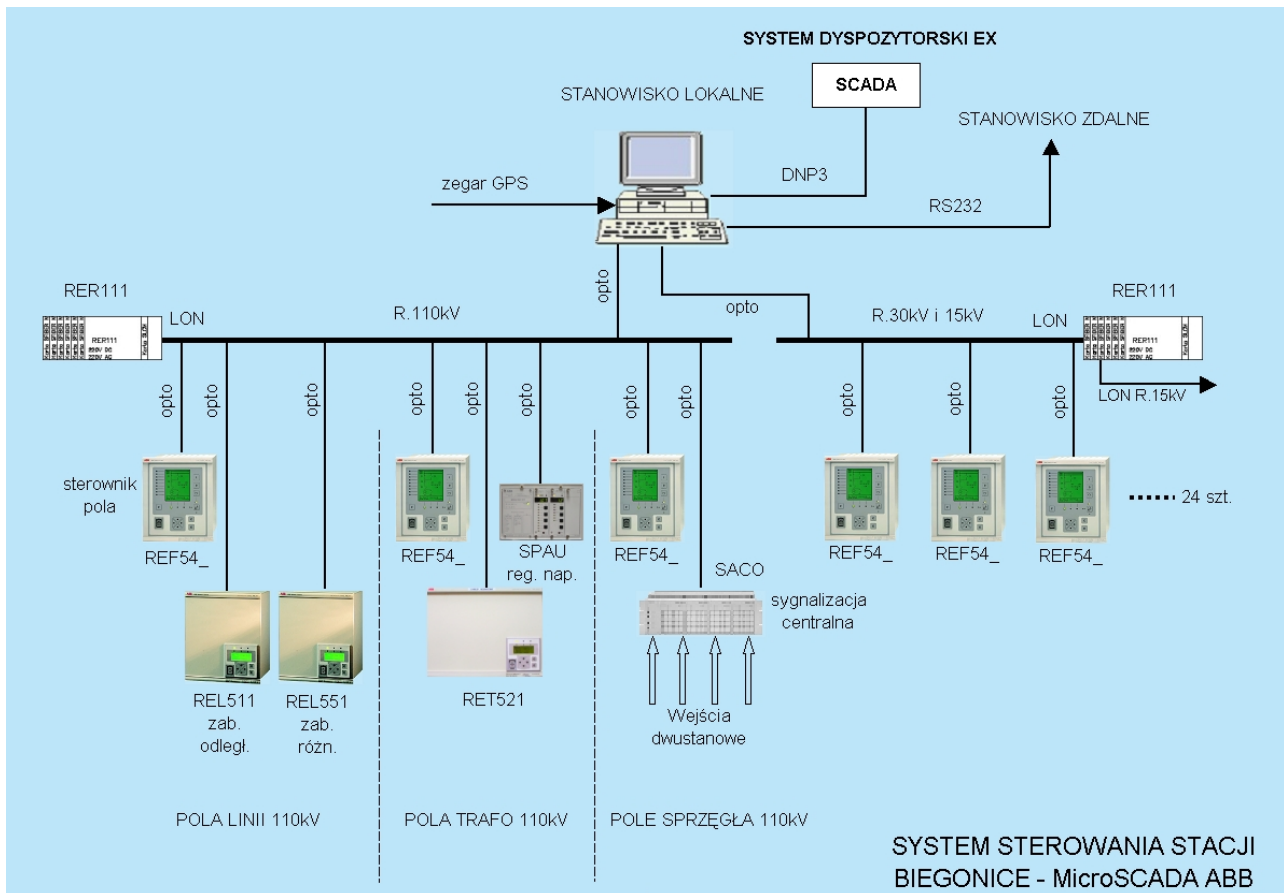
- pojedyncze pole strony 6 kV transf. nr 2.
- Strukturę systemu MicroSCADA obejmującego całość urządzeń stacji przedstawia rysunek 2.

Wszystkie pola rozdzielni 110 kV wraz z łącznikiem szyn zostały wyposażone w sterowniki polowe REF (dodatkowo realizujące funkcje zabezpieczenia nadprądowego w polach transformatorów) oraz zabezpieczenia:

- dla pól liniowych – REL 511 jako zabezpieczenie odległościowe i REL551 jako zabezpieczenie różnicowe wzdłużne,
- dla pól transformatorów - RET521 realizujące funkcję różnicową (współpracujące m.in. z zabezpieczeniami firmowymi transformatora) oraz regulator napięcia SPAU.

W rozdzielniach średnich napięć, zarówno pola liniowe jak i funkcyjne wyposażono w terminale polowe REF 54_. Jako sygnalizację centralną zastosowano moduł typu SACO stanowiący „wejście” do systemu dla sygnałów dwustanowych z potrzeb własnych i innych urządzeń stacji.

System ten, podobnie jak poprzedni, jest strukturą rozproszoną, w której funkcje zabezpieczeniowe, sterownicze, blokady i pomiary realizowane są bezpośrednio w terminalach i sterownikach polowych. Do wymiany informacji w płaszczyźnie pionowej tj. między terminalami a systemem SCADA stosuje się szybki protokół komunikacyjny LON w oparciu o połączenia światłowodowe (podobnie jak dla komunikacji w płaszczyźnie poziomej, pomiędzy terminalami polowymi np. w celu realizacji blokad międzypolowych bez konieczności wykonywania połączeń elektrycznych). Magistrała stacyjna realizowana jest w oparciu o łączniki gwiazdowe RER111.



Rys.2. Struktura systemu MicroSCADA

Do komunikacji z systemem nadrzędnym Ex w Rejonowej Dyspozycji Ruchu wykorzystano port szeregowy oraz protokół DNP3.0 na łączu światłowodowym. Podstawowym ekranem systemu jest topologia stacji z uwzględnieniem stanu łączników oraz prezentacja wielkości analogowych takich jak prąd, napięcie, moce, temperatury itd. Można stąd sterować łącznikami, różnymi automatami np. Automatyką Regulacją Napięcia (przełącznikiem zaczepów), SZR, SPZ itd. Można również dokonywać zmiany nastawień zabezpieczeń, odczytywać chwilowe wartości analogowe mierzone przez aparaturę zabezpieczeniową, ustawić wartości progowe w celu wygenerowania alarmów, analizować przebiegi analogowe z rejestratorów zakłóceń będących integralną częścią zabezpieczeń. Zarówno listę zdarzeń jak i alarmów można przeglądać wg dowolnie wybranych kryteriów. Funkcja raportowania pozwala na tworzenie raportów dziennych, tygodniowych itd. dla wybranych wielkości (np. obciążeń), a następnie eksport do pliku w celu dalszej obróbki.

Wszystkie w/w wymienione funkcje dostępne są również „na odległość” poprzez łącze szeregowo z biura Wydziału, podobnie jak to ma miejsce dla innych systemów sterowania.

Najmłodszym systemem będącym w eksploatacji ZEK S.A., pracującym od pół roku na stacji 110/15/6 kV GLINIK, jest **System Sterowania i Nadzoru firmy C&C** z Katowic. Obiekt wybudowany został „pod klucz” i wyposażony w aparaturę pierwotną zarówno na rozdzielni 110 kV jak i ŚN przez ABB. W skład stacji wchodzi:

- trzy pola linii 110 kV – moduły typu Compass,
- dwa pola 110 kV transformatorów 110/15/6 kV - moduły typu Compass,
- 24 polowa rozdzielnia 15 kV typu ZS-8P,
- 8 polowa rozdzielnia 6 kV typu ZS-8P.

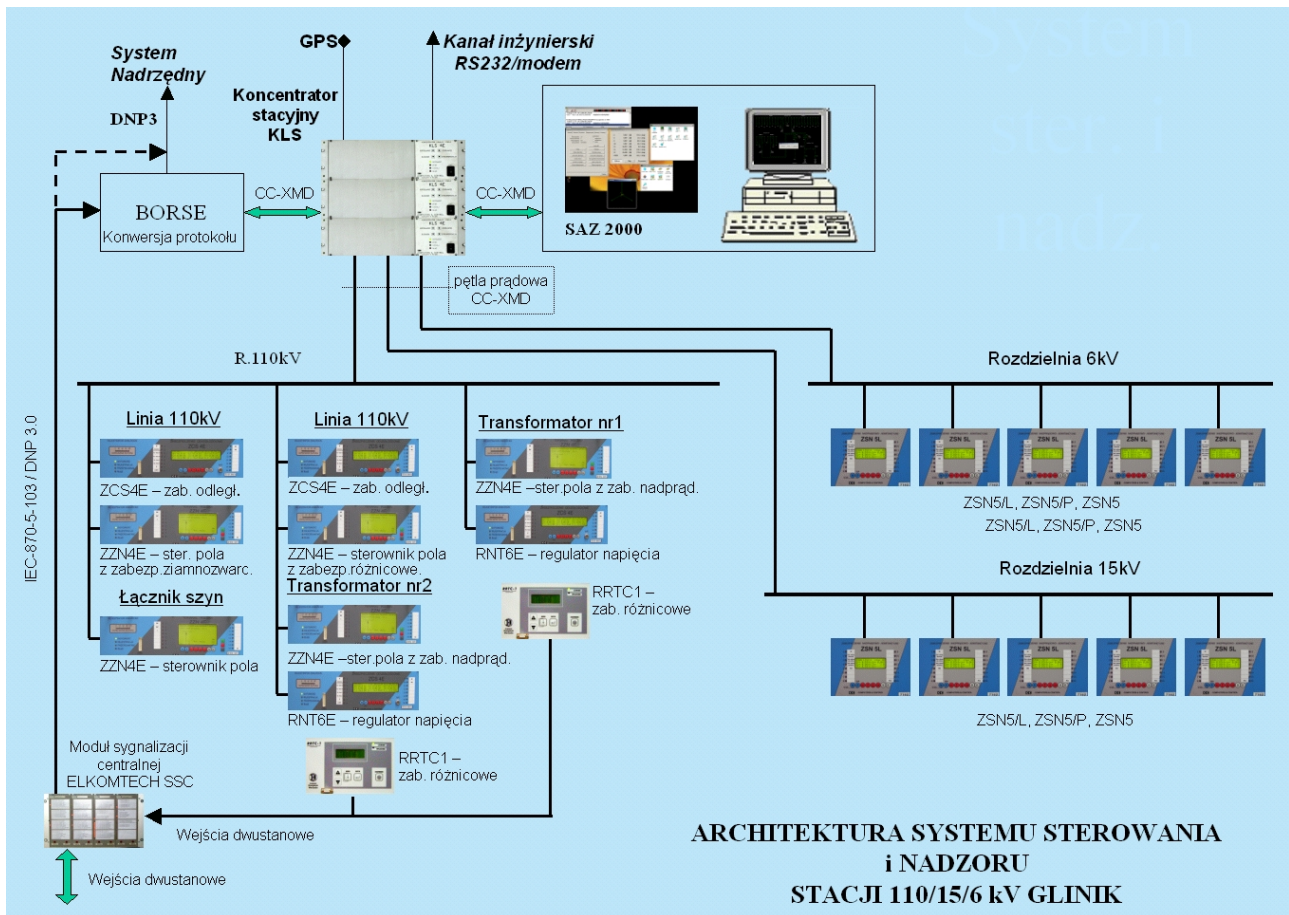
Architekturę Systemu Sterowania C&C przedstawia rysunek 3. Centralnym elementem systemu jest sterownik stacyjny zbudowany w oparciu o trzy połączone ze sobą koncentratory KLS4E oraz komputer stacjonarny stanowiący stanowisko lokalne. Urządzenia komunikują się z koncentratorami protokołem CC-XMD za pomocą pętli prądowej.

Elementami systemu w zależności od pola lub realizowanej automatyki są:

- dla pól linii 110 kV:
 - sterowniki polowe ZZN wraz z zabezpieczeniem ziemnozwarciowym lub różnicowoprądowym,
 - zabezpieczenia odległościowe ZCS 4E,
- dla pól transformatorów:
 - sterowniki polowe ZZN z zabezpieczeniami naprądowymi,
 - zabezpieczenia różnicowe IEN-RRTC1,
 - regulatory napięcia RNT6E,
- dla rozdzielni ŚN:
 - terminale polowe ZSN dedykowane poszczególnym polom, realizujące funkcje sterownicze, zabezpieczeniowe, pomiarowe, rejestrujące i inne.

Rozwiązanie to integruje w sobie wszelkie niezbędne funkcje, które charakteryzują nowoczesny system sterowania i nadzoru stacji energetycznej tzn.:

- czytelne, graficzne zobrazowanie rozdzielni z odwzorowaniem łączników, pomiarów, stanu automatów
- możliwość pełnego sterowania łącznikami i funkcjami automatów stanowiąc wygodne i intuicyjne narzędzie dla służb ruchowych prowadzących bieżącą eksploatację,
- korzystając z zainstalowanego oprogramowania SAZ 2000 istnieje możliwość pełnej komunikacji ze wszystkimi elementami systemu bez konieczności łączenia się bezpośrednio z każdym urządzeniem;



Rys.3. Architektura Systemu Sterowania C&C

pozwala ono na zmiany nastaw, zabezpieczeń, konfigurację, odczyty rejestratorów zdarzeń i zakłóceń oraz ich wizualizacją i analizę przy pomocy wielu narzędzi programowych,

- komunikacja z systemem nadrzędnym poprzez sterownik spełniający rolę konwertera protokołu wewnętrznego CC XMD lub IEC 870-5-103 na DNP3.0; dodatkowo przesyła do systemu nadrzędnego dodatkowe sygnały gromadzone w module sygnalizacji centralnej typu SSC firmy Elkomtech,
- poprzez kanał inżynierski (RS232) oferuje możliwość pełnego dostępu do sterowników i zabezpieczeń przy użyciu wspomnianego oprogramowania SAZ2000.

Wnioski eksploatacyjne

Jak wynika z powyższych krótkich charakterystyk trzech wybranych systemów, poza pewnymi różnicami, realizują one w efekcie końcowym te same zadania. Wszystkie starają się integrować w jak najwyższym stopniu wszelkie możliwe funkcje dostarczając równocześnie wielu praktycznych narzędzi do analizy zjawisk zachodzących w sieci energetycznej. Ale w tym miejscu rodzą się pytania: jaki wpływ na pracę urządzeń, bezpieczeństwo energetyczne i wreszcie wygodę oraz koszty eksploatacji będzie miała tak dalece posunięta integracja? Czy jest inna droga rozwoju? Wydaje się oczywistym, że konstruktorzy nie powiedzieli jeszcze ostatniego słowa i proces ten będzie postępował dalej, a przyszłość pokaże na ile obrana droga okaże się słuszną. Ale nawet na podstawie tak krótkiego okresu eksploatacji można pokusić się o wyciągnięcie kilku wniosków.

Systemy te charakteryzują się dużym stopniem specjalizacji i skomplikowania, zwłaszcza w sferze oprogramowania i konfiguracji. W praktyce, raz skonfigurowany system

powinien pracować bezawaryjnie i w zasadzie służyć zabezpieczeniowi nie mają potrzeby (a niejednokrotnie narzędzi programowych), aby w niego ingerować. O ile zmiana nastawień czy konfiguracji poszczególnych urządzeń w większości przypadków jest możliwa, o tyle ewentualna potrzeba ingerencji w system jako całość może przysparzać wielu trudności zwłaszcza podczas normalnej pracy stacji. W praktyce wszelkie zmiany dotyczące szeroko pojętego obiegu informacji wewnątrz systemu oraz wysyłania jej na „zewnątrz” do systemu nadrzędnego muszą być dodatkowo zlecane i wykonywane przez serwis producenta, co oczywiście pociąga za sobą dodatkowe koszty.

Dlatego, aby uniknąć takich sytuacji w przyszłości należy zwracać szczególną uwagę na bardzo dokładne przygotowanie założeń projektowych i precyzyjne sprawdzanie urządzeń na etapie ich uruchamiania. Tych dwóch kluczowych dla dalszej eksploatacji elementów procesu inwestycyjnego nie da się przecenić! To one będą stanowić o tym jak będzie przebiegać eksploatacja systemu w przyszłości, na ile będzie zaangażowana uwaga służb zabezpieczeniowych i czy zostaną wygenerowane niepotrzebne koszty.

Klasycznym niemal przykładem jest właściwe przygotowanie listy sygnałów wysyłanych do systemu nadrzędnego. Każdy producent oferuje „z półki” szeroką gamę wszelkiego typu informacji dostępnych w systemie i najchętniej zaimplementowałby ją w całości w systemie dyspozytorskim. Nie trudno wyobrazić sobie, jaki szum informacyjny mógłby powstać biorąc pod uwagę fakt, że na terenie działania Zakładu Energetycznego istnieje wiele systemów różnych dostawców. Taki natłok informacji może być gorszy niż jej brak! Dlatego, aby uniknąć takiej sytuacji od ok. 10 lat funkcjonuje z dużym powodzeniem standardowa

(zunifikowana) lista sygnałów i komunikatów przeznaczonych dla centrów dyspozytorskich. Warto w tym miejscu wspomnieć, że na terenie ZE Kraków telemechaniką objęte zostało 100% obiektów o napięciu górnym 110 kV (GPZ-ty), rozdzielnie i sieć ŚN (w tym prawie 200 łączników sterowanych drogą radiową). Podczas nowych uruchomień tylko sygnały z tej listy są edytowane w systemie. Bez względu na to czy stacja wyposażona jest w stare zabezpieczenia elektromechaniczne, analogowe czy nowoczesne, cyfrowe dyspozytor może spodziewać się zawsze tych samych informacji. A ponieważ ich liczba zredukowana jest do niezbędnego minimum, większość z nich jest natychmiast poprawnie interpretowana, co pozwala uniknąć wielu nieporozumień i podjąć stosowne działania w krótkim czasie. Odpowiednio uzgodnione listy sygnalizacji, obiegu informacji i komunikatów wyświetlanych bezpośrednio na wyświetlaczach lub diodach urządzeń pozwalają dostawcy na przygotowanie właściwej konfiguracji już w fazie projektowania i konfiguracji systemu. Ułatwia to znacznie sprawdzanie, które mimo wszystko musi być wykonane bardzo starannie. Jak wiadomo proces inwestycyjny jest ograniczony terminem odbioru i z reguły prace rozruchowe jako końcowy etap prowadzone są pod presją czasu. Nie należy jednak rezygnować z wnikliwego przeprowadzenia prób i badań, gdyż tylko te mogą w przyszłości oszczędzić nam wielu kłopotów i niepotrzebnych wydatków.

Podsumowanie

Przedstawione powyżej rozwiązania obwodów wtórnych stacji energetycznych dają wyobrażenie o tym, w jakim kierunku idzie rozwój nowoczesnych systemów sterowania

i nadzoru stacji. Nową jakość stanowi tutaj wysoki stopień integracji pozwalający skupić w jedną całość wszelkie funkcje, poczynając od zabezpieczeniowych, sterowniczych, pomiarowych, monitoringu, a kończąc na bogatych narzędziach służących analizie zdarzeń i zakłóceń. Na ile tendencja ta okaże się słuszna, pokaże czas. Niewątpliwie są to nowe wyzwania dla służb zabezpieczeniowych, które powinny starać się wywierać nacisk na konstruktorów tych urządzeń po to, aby stawały się one bardziej niezawodne i równocześnie przyjazne dla użytkownika. Będąc otwartymi na nowe trendy i rozwiązania należy egzekwować te, które są sprawdzone i typowe dla danej spółki dystrybucyjnej. Dużym problemem staje się unifikacja urządzeń, która stoi w sprzeczności z procedurami przetargowymi. Powszechne stosowanie jedynie kryterium kosztów doprowadza już do nadmiernej ilości urządzeń różnych typów i stanowić będzie w przyszłości jeden z większych problemów eksploatacyjnych. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabierają dwie fazy procesu inwestycyjnego tj. przygotowanie założeń projektowych oraz precyzyjnie przeprowadzony rozruch urządzeń i obwodów EAZ.

LITERATURA

[1] Karty katalogowe i dokumentacje techniczne urządzeń firm ABB, C@C, SIEMENS

Autorzy: mgr inż. Janusz Baracz, ENION S.A. Oddział Kraków, Zakład Energetyczny Kraków, Wydział Automatyki i Zabezpieczeń ul. Dajwór 27, 30-960 Kraków, janusz.baracz@krakow.enion.pl