

dr inż. KAZIMIERZ HERLENDER

mgr inż. KATARZYNA WITKOWSKA

Instytut Energoelektryki, Zakład Urządzeń Elektroenergetycznych, Politechnika Wroclawska

mgr inż. ADAM KRALEWSKI, Specjalista ds. Aplikacji, Inżynier DCS, AREVA T&D Sp. z o.o.

Zastosowanie systemu DCS w elektrowniach wiatrowych

Niniejszy artykuł zawiera opis systemów DCS „PACiS” i SCADA „e-Terra Control” firmy AREVA T&D. Szczegółowa charakterystyka systemu PACiS oparta została na przykładzie farmy wiatrowej Potasznia, gdzie współpracujący z układem sterowania system DCS oferuje odpowiednie narzędzia operatorskie, zarówno do funkcji sterowniczych, monitoringu oraz archiwizacji zdarzeń. Umożliwia to m.in. monitorowanie zewnętrznych czynników wpływających na stan pracy turbin (np. siłę wiatru i jego kierunek), aktualnych ustawień kąta natarcia łopat i pozycji gondoli. Ponadto system ten kontroluje stację elektroenergetyczną odpowiedzialną za wyprowadzenie mocy z farmy wiatrowej do systemu z zachowaniem właściwych parametrów jakościowych energii, tj. częstotliwości, napięcia, itd.

1. WPROWADZENIE

Złożoność nowoczesnych systemów i obiektów przemysłowych, jak również rosnące wymagania niezawodnościowe ich działania i jakości sterowania są poważnym wyzwaniem dla automatyki przemysłowej i zabezpieczeniowej. Obecne systemy automatyki realizują w sposób kompleksowy funkcje dotyczące m.in. regulacji, kontroli, sygnalizacji oraz wizualizacji graficznej danego procesu technologicznego, ponadto umożliwiają szybką wymianę informacji pomiędzy systemami oraz ich archiwizację w bazach danych.

Architektura systemów DCS i SCADA wykazuje cechy rozproszonej struktury sterowania i wizualizacji procesu, w której wyróżnić można tzw. „poziom operatorski”- warstwa nadrzędna systemu oraz „poziom procesowy”- warstwa przyobiektowa systemu:

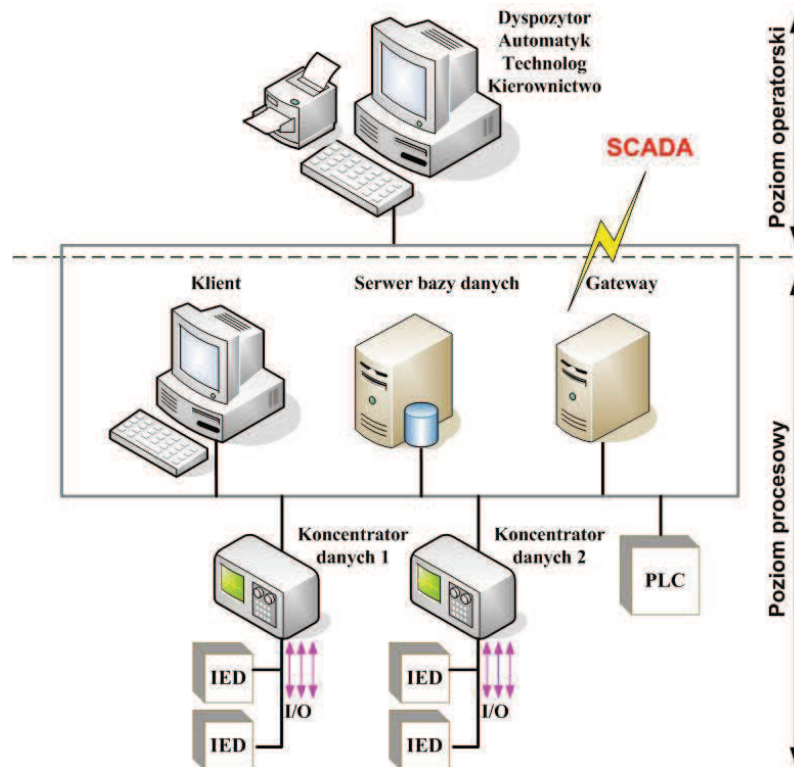
- poziom operatorski – realizuje funkcje operatorskie i kontroli procesu, archiwizacji raportowania, wizualizacji oraz alarmowania,
- poziom procesowy – realizuje funkcje sterowniczo-regulacyjne węzłów technologicznych za pomocą regulatorów, sterowników PLC, komputerów przemysłowych, rejestratorów, przetworników pomiarowych, itp., wyposażonych w odpowiednie

moduły komunikacyjne dla lokalnych sieci przemysłowych.

2. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU DCS

Pod nazwą system DCS kryją się dwa pojęcia: Distributed Control System (*Rozproszone systemy sterowania*) i Digital Control System (*Cyfrowe Systemy Sterowania*). Oba pojęcia opisują podobne co do funkcjonalności systemy, z których jeden jest podklasą drugiego [1]. Obecnie najczęściej spotykanym wyjaśnieniem skrótu DCS jest Distributed Control System. Cechą łączącą systemy DCS jest ich kompleksowość dotycząca kontroli, monitoringu, zmiennych kompleksowych (stanu urządzeń, wartości ciśnienia, temperatury, napięcia, prądu). W skład systemu wchodzi urządzenia obiektowe, takie jak: sterowniki PLC, koncentratory danych, sterowniki polowe, zabezpieczenia elektroenergetyczne oraz panele operatorskie. Struktura systemu DCS składa się zasadniczo z trzech podstawowych warstw (rys. 1):

- warstwy operatorskiej,
- warstwy procesorowej,
- warstwa I/O.



Rys. 1. Uproszczona struktura systemu DCS i SCADA

Warstwę operatorską stanowią najczęściej komputery PC z zainstalowanym oprogramowaniem wizualizacyjnym oraz diagnostycznym. Ze względu na różnorodność kontrolowanych przebiegów, system może pracować w sposób redundantny (nadmiarowy) w celu zapewnienia niezawodności działania. W trakcie oglądania obrazu operator ma możliwość bezpośredniej ingerencji w przebieg wydarzeń zarówno w przypadku awarii systemu jak i sterowaniu ręcznym obiektem. Jednocześnie do stacji procesowych podłączona jest aparatura obiektowa, okablowanie, urządzenia wykonawcze. Warstwa ta wyposażona jest w specjalne procesory przemysłowe (kontrolery) z zaimplementowaną strategią sterowania, które współpracując z magistralą systemową mają za zadanie przesyłać informacje do stacji operatorskich za pośrednictwem serwera. Funkcją serwera jest przekazywanie danych jak i ich archiwizacja w postaci plików historycznych. Znaczącym elementem w całym systemie są bramki dostępowe Gateway służące do konwersji różnych protokołów komunikacyjnych do standardów, takich jak: IEC 60870-5-101/-104, DNP V3.00, MODBUS RTU, IEC 61850. Najniższą warstwą jest warstwa I/O reprezentowana przez moduły wejścia/wyjścia, które łączą aparaturę obiektową, pomiarową oraz wykonawczą z systemem. Poszczególne warstwy „komunikują” się ze sobą za pomocą specjalnych sieci (magistral) systemowych.

2.1. Rozproszony System Kontroli i Nadzoru „PACiS” firmy AREVA T&D

System PACiS (z ang. *Protection, Automation & Control Integrated Solution*) to rozproszony system kontroli i nadzoru, który został zaprojektowany z myślą o ciągłym podnoszeniu poziomu standaryzacji stacji elektroenergetycznych, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego stopnia elastyczności, co miało na celu optymalizację kosztów. Ujednolicenie protokołów komunikacyjnych ułatwiło komunikację pomiędzy urządzeniami automatyki rozproszonej. Poprzednie protokoły, takie jak DNP3 jak również jego odpowiednik IEC 60870 były zbyt ograniczone, aby w pełni wykorzystywać potencjał technologii cyfrowej. W odpowiedzi na potrzeby rynku wymagającego szybkiej wymiany informacji pomiędzy urządzeniami komunikującymi się po różnych protokołach powstał system PACiS, oferujący dostosowanie architektury do potrzeb klienta. Zaimplementowanie do biblioteki systemu PACiS protokołów komunikacyjnych takich jak DNP3, IEC 60870-5-103/101 lub MODBUS umożliwia włączenie w strukturę urządzeń starszego typu, co jest szczególnie przydatne przy modernizacji stacji elektroenergetycznych. Wymiana danych pomiędzy urządzeniami IED a systemem PACiS odbywa się przy zastosowaniu łączy RS232, RS485 i łączy optycznego (jest to tzw. struktura „legacy”). Aplikacja umożliwia stopniowe udoskonalanie

systemu w funkcji czasu, rozmiaru i wydajności. System zdolny jest do pracy w różnych konfiguracjach:

- fizycznie scentralizowany jako RTU (z ang. *Remote Terminal Unit* – odległe urządzenie wykonawcze), który ogranicza się do monitorowania różnych stanów (na wbudowanym wyświetlaczu LCD) i archiwizacji ich w pamięci koncentratora (C264). Tego typu rozwiązanie stosowane jest w niewielkich stacjach elektroenergetycznych;
- serwer podstacji;
- system rozproszony o zmiennym poziomie redundancji dla każdego z zainstalowanych komponentów (urządzeń), który pełni taką samą funkcję jak RTU oraz dodatkowo umożliwia obserwację zmiany stanów przez obsługę stacji bądź dyspozytora (system SCADA).

Architektura systemu PACiS zawsze oparta jest o magistralę stacyjną, do której przyłączone są następujące urządzenia:

- stacja operatorska OI (Operator Interface);
- komputer polowy MiCOM C264;
- urządzenia do transmisji (Gateway);
- urządzenia IED (zabezpieczenia, stacje pomiarowe, rejestratory zakłóceń i jakości energii, kontrolery);
- switchy ethernetowe.

Urządzenia współpracujące w danej magistrali mogą komunikować się poprzez następujące protokoły komunikacyjne Ethernet/TCP-IP: UCA2.0, IEC61850.

3. SYSTEM MONITORINGU DANYCH SCADA

Termin SCADA (z ang. *Supervisory Control And Data Acquisition* oznacza system nadzorujący przebieg procesu technologicznego lub produkcyjnego. Jest to warstwa oprogramowania, która może łączyć się do systemów sterowania i pobierać dane alarmowe, dane do wizualizacji oraz integrować w jednym systemie SCADA dane z kilku różnych systemów DCS i tym samym stanowić warstwę nadzoru. Systemy te wykorzystywane są obecnie praktycznie w każdej dziedzinie, gdzie ilość informacji, złożoność i szybkość procesu przekraczają możliwości przyswojenia i reakcji człowieka. Jedną z takich dziedzin jest generacja, przetwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej [1]. Systemy SCADA są w stanie w przejrzysty i przystępny sposób przekazać informacje operatorowi o aktualnym stanie poszczególnych urządzeń.

Do podstawowych funkcji oprogramowania SCADA należą:

- wizualizacja;
- obserwacja i zmiana parametrów technologicznych;
- zdalne sterowanie;

- generowanie informacji o stanach alarmowych i awaryjnych;
- gromadzenie danych archiwalnych o monitorowanym procesie.

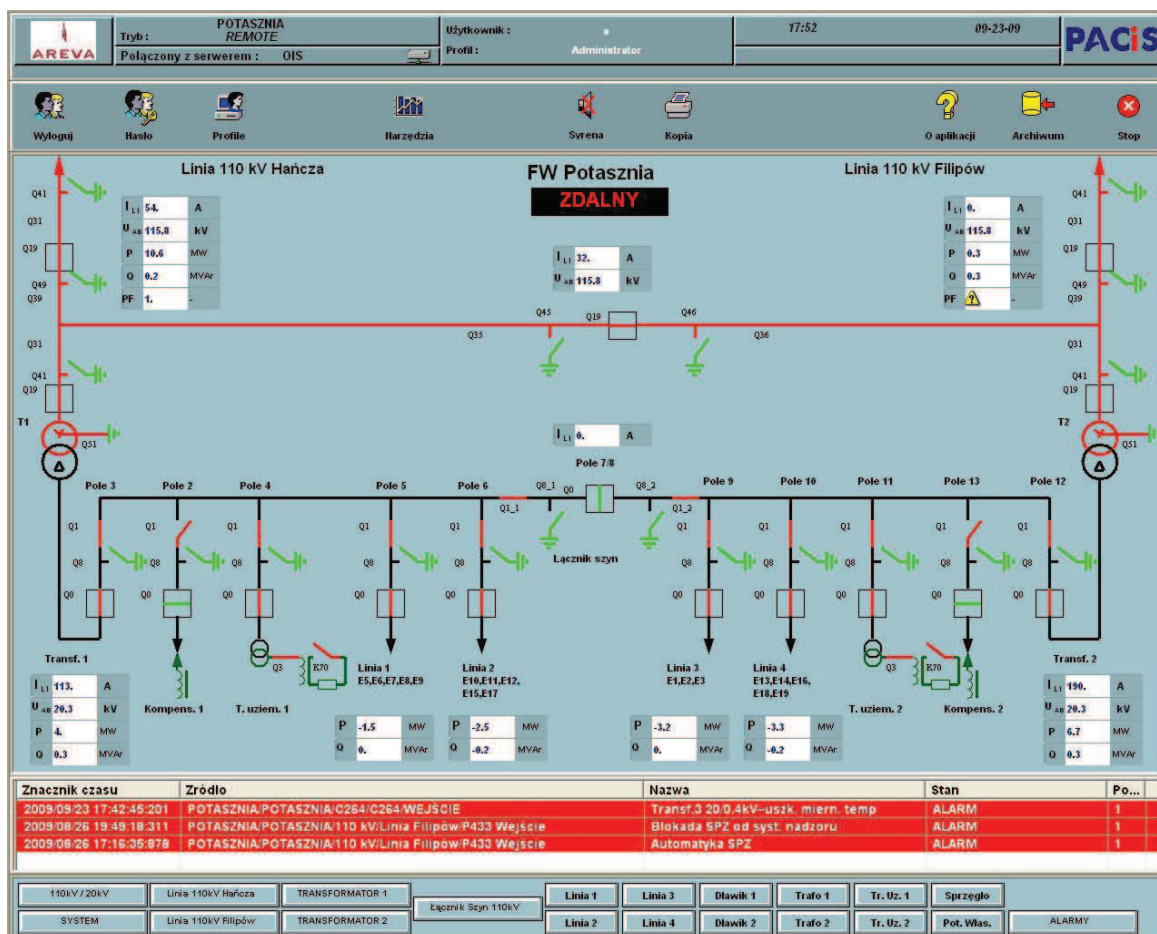
SCADA odnosi się zwykle do systemu komputerowego komunikującego się ze sterownikami PLC, odległymi urządzeniami wykonawczymi RTU i innymi urządzeniami. Aktualne dane z obiektu przesyłane są do centralnego komputera, gdzie są następnie wykorzystywane do zarządzania, sterowania i archiwizacji danych, przy czym rozmiar, złożoność aplikacji jak również zasięg geograficzny nie mają znaczenia. Dzięki zebranych danym możliwe jest sporządzenie stosownych wykresów (linii trendów), raportów w celu określenia jakości przebiegu procesu [2].

3.1. Dyspozytorski System Sterowania i Nadzoru „e-Terra Control” firmy AREVA T&D

E-Terra Control jako produkt koncernu AREVA T&D jest w pełni funkcjonalnym systemem typu SCADA skierowanym dla odbiorców przemysłowych, jak i operatorów generacji i przesyłu energii. Oprócz samego nadzoru sieci elektroenergetycznej e-Terra Control posiada również system rozliczenia energii, optymalizacji kosztów przesyłu, synchronizacji sterowników i wiele innych. E-Terra Control zarządza obiektem w sposób zdalny przy użyciu bramy dostępowej Gateway (rys. 1). Systemy SCADA oraz HMI (*Human Machine Interface* z ang. Interface – Człowiek – Maszyna) jest w pełni kompatybilna z urządzeniami typu MiCOM, BiTRONICS i urządzeniami innych producentów. Jednocześnie system oferuje pełen zestaw usług m.in: bezpieczeństwo komunikacyjne, ochronę na poziomie funkcjonalnym oraz możliwość rekonfiguracji i konserwacji systemu bez konieczności wyłączenia części bądź całości zarządzanego obiektu. E-Terra Control realizuje kontrolę w czasie rzeczywistym, gromadzi dane oraz rejestruje zdarzenia i alarmy.

Możliwości wynikające z zastosowania systemu e-Terra Control [2]:

- przypisanie 50 000 punktów odpowiadającym sygnałom pochodzącym z urządzeń;
- 200 portów IP IEDs używających 61850, OPC, & Modbus;
- szeroka gama zaimplementowanych protokołów;
- szeroka gama przetestowanych urządzeń zewnętrznych (PACIS);
- wbudowany edytor graficzny;
- wbudowana wizualizacja trendów oraz archiwum;
- zarządzanie alarmami, znaczniki czasu, sterowania, logowania;
- automatyczne procesy restartu, samodiagnostyki;
- otwarta baza danych dla dostępu zewnętrznych aplikacji.



Rys. 2. Widok części elektrycznej systemu PACiS, stacja GPZ Potasznia

W celu poprawy bezpieczeństwa system e-Terra Control umożliwia przydzielenie stosownych uprawnień (procedury logowania i praw dostępu) dla obsługi nadzorującej proces np. wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Natomiast niezawodność systemu gwarantowana jest przez zastosowanie redundantnych serwerów o nadmiarowości na poziomie 99,95%. Istnieje również możliwość automatycznej aktualizacji danych między serwerami: głównym i rezerwowym. W przypadku awarii serwera głównego jego obowiązki przejmuje serwer rezerwowego (redundantny), jednocześnie interfejsy operatorskie przełączają się automatycznie do aktywnego serwera.

4. PRAKTYCZNA REALIZACJA INSTALACJI AUTOMATYKI NA PRZYKŁADZIE FARMY WIATROWEJ POTASZNIA

W roku 2009 zaprojektowano oraz wdrożono system nadzoru DCS dla farmy wiatrowej oraz stacji GPZ w Potasznia (Suwałki). System PACiS zainstalowany został w celu:

- kontroli pracy rozdzielni 20/110 kV;

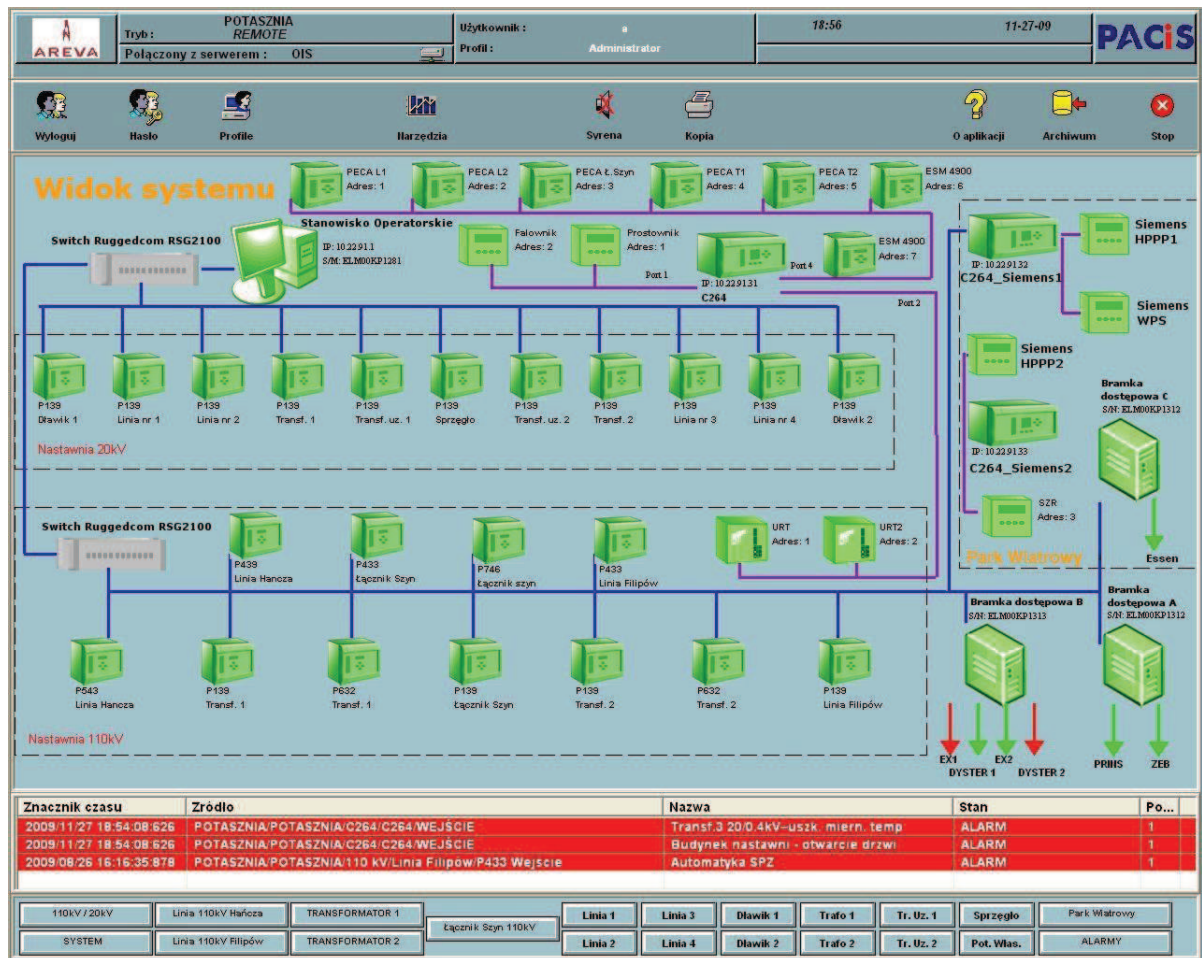
- regulacji mocy wytwarzanej przez turbiny wiatrowe (18 × 2,3 MW).

PACiS zarządza dwusekcyjną stacją w układzie H, w której skład wchodzi (rys. 2):

- 4 pola liniowe (Pole 5, Pole 6, Pole 9, Pole 10 po stronie 20 kV) wyprowadzające wygenerowaną energię z farmy wiatrowej do stacji GPZ, w celu podwyższenia napięcia na napięcie 110 kV. Pola te wyposażone są w wyłączniki oraz odłączniki szynowe;
- pole sprzęgła 20 kV wyposażone w wyłącznik i odłączniki szynowe;
- 2 transformatory o mocy 25 MVA wyprowadzające moc z farmy wiatrowej do sieci 110 kV;
- 2 pola liniowe 110 kV, każde wyposażone w odłączniki liniowy i szynowy oraz wyłącznik.

Przesył wygenerowanej mocy odbywa się za pośrednictwem dwutorowej linii 110 kV, Potasznia-Hańcza i Potasznia-Filipów.

Wszystkie pola kontrolowane są przez urządzenia z serii MiCOM (koncentratory danych C264). Podstawowym zadaniem koncentratorów C264 jest gromadzenie informacji poprzez karty cyfrowe i analogowe. Informacje mogą być również „zbierane” z urządzeń IED przy wykorzystaniu następujących protokołów transmisji:



Rys. 3. Widok części systemowej aplikacji PACiS, stacja GPZ Potaszna

- Modbus, urządzenia zainstalowane po stronie 110 kV:
 - 5 × PECA – centrum pomiarowe; 2 × ESM 4900 – mierniki temperatury oleju transformatora.
- DNP3, urządzenia 110 kV:
 - 2 × URT (producent: Instytut Energetyki Oddział Gdańsk) – regulatory zaczeń transformatora.
- IEC-103, urządzenia potrzeb własnych:
 - Falownik MKK-5 (producent: Medcom);
 - Prostownik MKK-5 (producent: Medcom);
 - SZR06 (producent: ZPrAE) – przekaźnik kontrolujący napięcia na rozdzielniach 400/230 V.

Koncentratory pełnią funkcję kontrolera parku wiatrowego. Pobierają informację za pośrednictwem sterowników „Park Pilots” firmy Siemens. Transmisja danych pomiędzy koncentratorem (C264_Siemens1 i C264_Siemens2 (rys. 2)) a kontrolerem „Park Pilots” odbywa się za pośrednictwem konwertera firmy Moxa dokonującego zmian protokołu Modbus TCP/IP (Ethernet) na Modbus RTU (RS-485). Dzięki zaimplementowaniu do konfiguratora PACiS edytora programu ISAGRAF, możliwe jest tworzenie zaawansowanej automatyki wykraczającej poza standardowe FBD (*Funktion Block Dia-*

gram). ISAGRAF dokonuje obliczeń nastaw mocy na podstawie wytycznych dostarczonych przez PGE (Polska Grupa Energetyczna) i wartości fizycznych mierzonych na obiekcie, dzięki którym wyliczana jest rzeczywista wartość nastawy i przesyłana jest do kontrolerów farmy wiatrowej.

Na rysunku 3 przedstawiona została część systemowa zawierająca wszystkie urządzenia każdej z trzech warstw komunikacji: SBUS (Station Bus, kolor niebieski), TBus (Telecontrol Bus, kolor zielony/czerwony), LBus (Legacy Bus, kolor fioletowy). Na stacji Potaszna zainstalowano 3 różne bramki dostępu (rys. 3) przeznaczone do współpracy z zewnętrznymi systemami sterownia i nadzoru takimi jak DYSTER i EX [4]. Zastosowane zabezpieczenia MiCOM P139, P439, P433, P746, P632, P543 komunikują się z systemem po protokole IEC61850 [5]. Interfejs graficzny systemu PACiS umożliwia wizualizację stanu urządzeń, przebiegu procesu i stałej kontroli. Operator otrzymuje informację (prezentowaną w sposób zrozumiały i jednoznaczny) dotyczącą stanów łączników, urządzeń, pomiarów i zdarzeń. Interfejs operatora składa się z następujących elementów:

- okien (Mimic viewer), które przedstawiają aktualny stan obiektu,
- okien alarmów, zdarzeń oraz statusu,
- okien trendów, które odzwierciedlają rzeczywisty stan wartości mierzonych.

W celu wyszukania zdarzeń istnieje możliwość filtrowania i sortowania informacji. Dodatkowo wszystkie dane są automatycznie archiwizowane [3].

WNIOSKI

Rozwój systemów DCS, który jest datowany na koniec lat 70. sprawił, iż znajdują one obecnie zastosowanie nie tylko przy przesyłach i rozdziale energii, lecz także w nadzorze procesów technologicznych. Zastosowanie systemu DCS gwarantuje zmniejszenie kosztów operacyjnych poprzez umożliwienie zdalnego monitoringu, usuwania zaistniałych usterek, dokonywania konserwacji, zdolności do gromadzenia danych, kontroli, generowania raportów.

Opisany w artykule projekt Potasznia firmy AREVA T&D jest projektem nowoczesnym, w którym zaprojektowano różne bramki dostępu mające na celu współpracę z zewnętrznymi systemami stero-

wania i nadzoru, takimi jak DYSTER i EX. Dzięki zastosowaniu interfejsów komunikacyjnych MiCOM C264 umożliwia integrację urządzeń różnych dostawców w jednolity system.

Zakład Areva T&D Sp. z o.o. zrealizował ponad 50 projektów zawierających automatykę zabezpieczeniową i sterowniczą dla farm wiatrowych. W większości były to projekty zagraniczne. W Polsce firma zrealizowała kilka projektów na północy kraju (np. stacje Kamień Pomorski, Karcino), gdzie włączano nowo powstałe farmy wiatrowe w system sieci 110 kV.

Literatura

1. Dudek A.: Nowoczesne metody monitoringu i sterowania pracą bloku energetycznego, Magisterska Praca Dyplomowa, 2009, Wrocław.
2. Materiały prezentacyjne firmy AREVA T&D.
3. Liman P.: Rozproszony system kontroli i nadzoru stacji - PACiS firmy AREVA, na przykładzie projektu farmy wiatrowej Potasznia. Automatyka Elektroenergetyczna 2010, nr 1.
4. Burek K., Wiśniewski S.: Automatyka zabezpieczeniowa i systemy nadzoru dla farm wiatrowych. Automatyka Elektroenergetyczna 2009, nr 3.
5. Burek K.: MiCOM P746 – omówienie aspektów technicznych na przykładzie stacji Potasznia. XVI Konferencja Naukowo-Techniczna zorganizowana przez firmę AREVA T&D Sp. z o.o., 05-08.05.2009, Bronisławów.

Recenzent: dr inż. Grzegorz Wiśniewski

APPLICATION OF DCS SYSTEM IN WIND TURBINES

The article describes DCS systems, such as PACiS and SCADA e-Terra Control made by AREVA T&D. Detailed description of the PACiS system was based on the Potasznia wind turbine where DCS, co-operating with a control system, offers suitable operation tools both to control, monitor and archive the events. This way it is possible to monitor outside factors which influence the work of turbines (e.g. the strength of wind and its direction), current position of the blades angle and the gondola. Additionally, the system monitors an electrical power station which is responsible for deriving power from the wind turbine to the system at suitable quality parameters of energy, i.e. frequency, voltage, etc.

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ DCS В ВЕТРЯНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Данная статья содержит описание систем DCS „PACiS” и SCADA „e-Terra Control” фирмы AREVA T&D. Подробная характеристика системы PACiS была основана на примере ветряной фермы Potasznia, где работающая с системой управления система DCS предлагает соответствующие операторские инструменты, как для функций управления, мониторинга так и для архивации происшествий. Это предоставляет возможность мониторинга внешних факторов, воздействующих на уровень работы турбин (например, на скорость ветра и его направление), актуальных установок угла натиска лопат и позиции гондола. Кроме того эта система контролирует электроэнергетическую станцию, ответственную за вывод мощности из ветряной фермы в систему при сохранении соответствующих качественных параметров энергии, то есть частоты, напряжения, и т. д.