

„Architektury i wymagania dla budowy
nowoczesnych oraz deterministycznych
sieci komunikacyjnych z protokołami
IEC 61850”



Architektury i wymagania dla budowy nowoczesnych oraz deterministycznych sieci komunikacyjnych z protokołami IEC 61850

Streszczenie: *Dynamiczna zmiana w obszarze generacji energii elektrycznej, wynikająca z dodania do scentralizowanej generacji opartej na źródłach kopalnych energii z rozproszonych źródeł odnawialnych, powoduje znaczne zwiększenie dynamiki niekorzystnych zjawisk w sieci elektroenergetycznej. W celu utrzymania stabilności i niezawodności systemu oraz wymaganej jakości dostarczanej energii elektrycznej, konieczna staje się niezwłoczna modernizacja elementów monitorujących i zabezpieczających stan pracy sieci na takie, które będą zdolne odwzorować, monitorować i przekazywać informacje o zmianach z odpowiednią dynamiką. Wykorzystanie wymaganych do realizacji tego celu technologii zdefiniowanych w zbiorze norm IEC 61850 takich jak SV (Sampled Values), GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events), czy też rozwiązań PMU (Phasor Measurement Unit) obliuguje do zmiany technologicznych sieci transmisji danych z dotychczas używanych na zsynchronizowane, deterministyczne i szybkie sieci Ethernet.*

1. Wstęp

Proces zmian w obrębie generacji energii elektrycznej, polegający na znacznym zwiększeniu udziału w wytwarzanej energii odnawialnych źródeł rozproszonych geograficznie, zmienia zakres i rodzaj problemów, z którymi muszą się mierzyć zespoły zaangażowane w projektowanie, nadzór i utrzymanie systemu elektroenergetycznego. Zasięg tych zmian nie będzie dotyczył tylko spółek dystrybucyjnych, ale również podmiotów odpowiedzialnych za przesyłanie energii. Utrzymanie sieci elektroenergetycznej na wymaganym i coraz wyższym poziomie niezawodności oraz dostarczanie energii elektrycznej o gwarantowanych odbiorcy parametrach wymagać będzie niezwłocznej transformacji stosowanych rozwiązań. Poprzez transformację, możemy rozumieć tu zmiany zarówno rozwiązań w obrębie automatyki stacyjnej, metod i protokołów, ale również ewolucję w służbach odpowiadających za łączność, zarówno na poziomie technologicznym, jak również na poziomie sieci IT. Wymagane technologie są już gotowe do wdrożenia, a ich funkcjonalność oparta została na mechanizmach zdefiniowanych w zbiorze norm IEC 61850 oraz standardach z nią powiązanych. Należy jednak stwierdzić, że z doświadczeń krajów opartych na energetyce odnawialnej, wprowadzenie tych zmian wymaga pogłębionej świadomości, wiedzy oraz korelacji działań w całej strukturze. Skupiając się na infrastrukturze komunikacyjnej, dział IT musi patrzeć szerzej i rozumieć wymagania płynące z zastosowanych technologii, które nie pozwalają patrzeć na zastosowane rozwiązania teleinformatyczne w sposób szablonowy. Osoby odpowiedzialne za infrastrukturę technologiczną sieci komunikacyjnej, prócz wymagań stawianych przez zastosowane technologie powinny rozumieć aspekty bezpieczeństwa. Służby odpowiedzialne za automatykę stacyjną powinny umieć zdefiniować wymagania dla sieci technologicznej pod kątem jej determinizmu i przepustowości, tak aby była możliwa realizacja

obecnym i przyszłym aplikacji. W publikacji zostaną przybliżone technologie wpływające na determinizm sieci transmisji danych oraz podane przykłady rozwiązań komunikacji i synchronizacji pozwalających na spełnienie wymagań normy IEC 61850.

2. Technologie determinujące wymagania dla sieci transmisji danych na stacji i pomiędzy stacjami elektroenergetycznymi

Spośród technologii zdefiniowanych dla cyfrowych stacji elektroenergetycznych, zmieniających w sposób istotny możliwości oceny zdarzeń ich predykcji oraz zapobiegania, można wymienić dwie najbardziej istotne tj. SV (Sampled Values) specyfikowaną przez IEC 61850-9-2 i jej najczęściej implementowaną wersję IEC 61850-9-2LE oraz technologię synchrofazorową tj. PMU (Phasor Measurement Unit) specyfikowaną przez normy IEEE C37.118 oraz IEC 61850-90-5. Cechą charakterystyczną obu jest próbkowanie wartości napięć i prądów oraz fazy sygnałów i podawanie tych próbek w odniesieniu do precyzyjnego czasu uniwersalnego do którego muszą być zsynchronizowane urządzenia realizujące próbkowanie. W przypadku SV urządzeniem realizującym próbkowanie i generację wartości w formie pakietowej jest MU (Merging Unit) określana jako „SV publisher”. Jak wspomniano jednostka MU musi być synchronizowana z precyzyjnym czasem uniwersalnym ze względu na to, że początek wysyłania próbek jest wyznaczany przez start impulsu sekundowego i każda próbka musi wyjść z urządzenia publikującego w enumerowanej sekwencji z interwałem wynikającym z ustawionej liczby próbek na sekundę. Ponadto, zostaje opatrzona znacznikiem czasu precyzyjnego „timestamp”. Dokładność czasu dostarczonego do urządzeń obsługujących SV nie powinna być gorsza niż $\pm 1\mu s$. We wczesnych rozwiązaniach wbudowywano serwer czasu synchronizowany z GNSS (Global Navigation Satellite Systems) bezpośrednio do urządzenia. Takie rozwiązanie ma jednak wiele wad i obecne rozwiązania posiadają możliwość synchronizowania z sieci Ethernet poprzez porty światłowodowe z wykorzystaniem protokołu IEEE1588 PTP (Precision Time Protocol) w wersji przeznaczonej dla zastosowań w energetyce tj. Power Profile specyfikowany przez IEC 61850-9-3 lub IEEE C37.238. Jest to o tyle istotne, że różni się on zasadniczo trybem pracy od najczęściej spotykanego profilu telekomunikacyjnego nagłówkami oraz częstotliwością komunikatów informacyjnych i synchronizujących. Synchronizacja ta musi być również dostarczona do urządzenia wykonawczego „SV subscriber” np. wyłącznika. W takim przypadku, urządzenie wie kiedy może oczekiwać próbek i jeśli nawet one zostaną przesunięte poprzez urządzenia sieciowe urządzenie może je wyrównywać. Nie mniej jednak przesunięcie nie może wynieść więcej niż 3ms dla danej próbki.

Istotną cechą rozwiązania SV jest to, że wysyłanie próbek odbywa się w warstwie drugiej bez możliwości repetycji. Każda utrata pakietu to utrata cennych informacji o stanie sieci. Opracowano zatem rozwiązania bezstratnej redundancji w sieci Ethernet specyfikowanej w standardzie IEC 62439-3 jako PRP (Parallel Redundancy Protection) i HSR (High-availability Seamless Redundancy). PRP stosowane jest w architekturze punkt-punkt. HSR natomiast w strukturze pierścienia. W obu rozwiązaniach cechą istotną z punktu widzenia równomiernego rozłożenia próbek jest zerowe opóźnienie przełączania na protekcję.

Zastosowanie rozwiązania cyfrowych wartości próbkowanych na stacji w miejsce metod analogowych ma następujące zalety:

- znaczną redukcję okablowania w stacji elektroenergetycznej,
- zaawansowaną odporność na zakłócenia elektromagnetyczne transmisji danych,
- zapewnienie izolacji galwanicznej obwodów,
- zaawansowaną niezawodność transmisji danych (kontrola dostępności kanału komunikacyjnego i integralności danych),
- zwiększoną dokładność pomiarów,
- możliwość zastosowania nowoczesnych metod pomiarowych.

Jednocześnie powstały pewne wyzwania przyczyniające się do spowalniania rozwoju aplikacji SV, dziś już nie stanowiące przeszkód, takich jak:

- duże zapotrzebowanie na moc obliczeniową urządzeń zabezpieczeniowych i sterujących IED do przetwarzania danych wejściowych i względnie duży ruch generowanych pakietów,
- konieczność posiadania precyzyjnej synchronizacji czasu na stacji elektroenergetycznej.

Urządzenia PMU tworzą „fazory” w miejscu instalacji, których metoda wyznaczania została określona w specyfikacji IEEE C37.118.1. Fazor składa się z iloczynu modułu wartości mierzonej oraz operatora kąтового, w postaci zespolonej, wyznaczanego na podstawie odniesienia do precyzyjnego czasu UTC. Pojawia się zatem znowu konieczność dostarczenia precyzyjnej synchronizacji czasu w miejsce instalacji urządzenia z dokładnością nie gorszą niż $\pm 1\mu s$. Wymóg ten jest związany bezpośrednio z parametrem Total Vector Error (TVE). Błąd TVE nie może przekraczać 1% amplitudy i 1% błędu fazy co daje 0.573° przesunięcia kąta wektora względem wektora idealnego. Ponadto, format prezentacji danych z PMU wyspecyfikowany we standardzie IEEE C37.118.2 wymaga podobnie jak w przypadku SV, precyzyjnego znacznika czasu wygenerowanej próbki. Podobnie również jak w przypadku urządzeń MU, dotychczas stosowane były bezpośrednio odbiorniki sygnału GNSS. Obecnie standardem jest już pobieranie synchronizacji z interfejsu sieciowego z wykorzystaniem protokołu PTP w konfiguracji Power Profile.

Stosując w sieci jednostki PMU wzdłuż linii przesyłowych pozyskujemy dane, które stwarzają następujące możliwości:

- monitorowanie kąta fazowego,
- wykrywanie i monitorowanie oscylacji (przeciwdziałanie „blackout”, pracy wyspowej, etc),
- monitorowanie stabilności napięcia (problematyka pracy z OZE),
- predykcja zdarzeń, zarządzanie i przywracanie,
- wykrywanie problemów sprzętowych (zmniejszenie czasu niedostępności) ,
- rozszerzenie świadomości związanej ze zdarzeniami w sieci i ich korelacją z przyczynami,
- możliwości uczenia się na systemie i jego zachowaniach,
- walidacja i kalibracja modelu,
- analiza po zdarzeniach np. dla algorytmów sztucznej inteligencji,
- integracja źródeł odnawialnych,
- szkolenie operatorów.

Do wyżej omówionych dwóch rozwiązań zmieniających jakościowo możliwości automatyzacji oceny stanu i podejmowania decyzji należy dołączyć GOOSE, który jest systemem komunikatów używanym przez urządzenia IED (Intelligent Electronic Devices) i aplikacje krytyczne do informowania o zdarzeniach w stacji elektroenergetycznej, wysyłania poleceń, alarmów, itp. Typowe zastosowania to np. wyzwianie, uruchamianie rejestratorów zakłóceń, komunikacja dla telezabezpieczeń. Protokół zdefiniowany jest dla warstwy drugiej i trzeciej modelu OSI. GOOSE pracuje w czasie rzeczywistym w sieci Ethernet i służy do szybkiej i niezawodnej dystrybucji danych. Podobnie jak w przypadku SV wykorzystywana jest metoda publisher-subscriber. Publisher IED wysyła komunikat, który może być odczytany przez wiele odbiorników. Reakcja każdego odbiornika zależy od jego funkcjonalności i konfiguracji. Na przykład komunikat informuje o położeniu wyłącznika (otwarty, zamknięty, pośredni). Protokół nie ma potwierdzeń, ale wiadomości są powtarzane cyklicznie. Gdy komunikat GOOSE jest generowany przez IED, używa on warstwy L2 multicast do wysłania zdarzenia w sieć. Urządzenia odbierające, tj. subskrybenci, zapisują się na adres multicastowy wiadomości, aby móc szybko przefiltrować informacje i wykonać wymagane zadanie. Wymagania dotyczące niektórych wiadomości GOOSE są rygorystyczne - nie może upłynąć więcej niż 4 ms od momentu wystąpienia zdarzenia do momentu odebrania komunikatu, co nakłada wymagania na parametr opóźnienia w sieci.

Podsumowując wykorzystanie rozwiązań SV, PMU i GOOSE, definiuje nam to wymagania na sieć transmisji danych tj. maksymalne opóźnienie, packet jitter oraz jakość synchronizacji czasu, którą musimy dostarczyć do urządzeń. Dodatkowo zdefiniowane w wymienionych standardach zostały warstwy modelu OSI/ISO, dla których jest realizowana komunikacja ww. rozwiązań, aby osiągnąć wymagane kryteria jakościowe. Podsumowanie parametrów determinujących poprawną pracę zostały przedstawione w poniższych Tabelach 1, 2, 3.

Tabela 1 – Opóźnienie linii transmisyjnej – klasyfikacja dla aplikacji

IEC TR61850-90-1 Klasa opóźnienia	Maksymalne opóźnienie [ms]	Klasa transferu wg IEC61850-5	Przykład aplikacji
TR1	<3ms	TT6	Trip, blocking
TR2	<10ms	TT5	Releases, status changing
TR3	<15ms	(TT5)	Trip analog
TR4	<20ms	TT4	Fast automatic interactions

Tabela 2 – Wymagana dokładność synchronizacji czasu

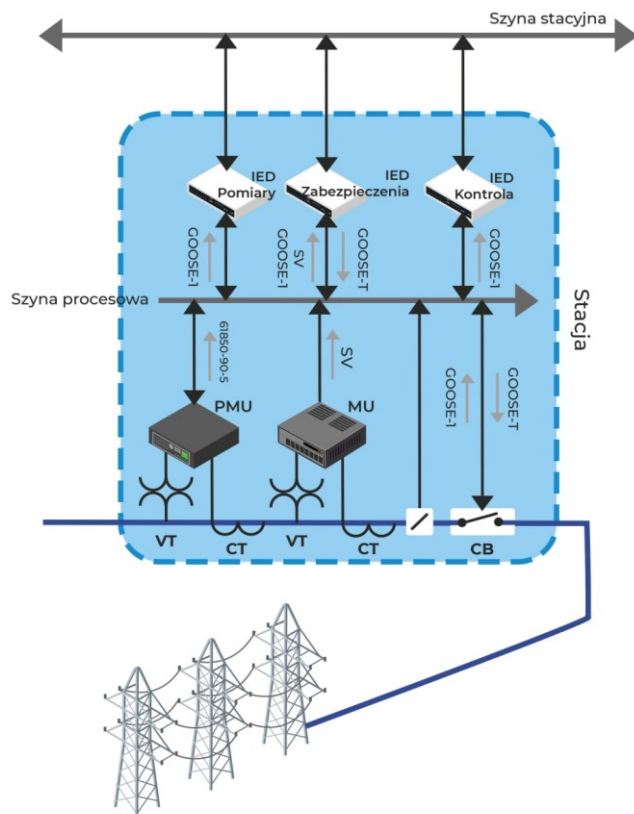
IEC TR61850-5 Klasa synchronizacji	Maksymalne opóźnienie [us]	Dokładność detekcji fazy 50Hz[stopień]	Warstwa transmisji	Przykład aplikacji
T5	<1	0,02	L2	SV, PMU
T4	<4	0,1	L2	SV, PMU
T3	<25	0,5	L2/L3	GOOSE
T2	<100	1,8	L3/L3	OTHERS

Tabela 3 – Maksymalne opóźnienie przełączania protekcji – klasyfikacja dla aplikacji

Klasa opóźnienia	Maksymalne opóźnienie przełączenia [ms]	Metoda protekcji	Przykład aplikacji
TR0	<0	PRP, HSR	SV, PMU, TRIP
TR50	<50	G.8032 EPRS	GOOSE
TR500	<500	RSTP	IP traffic

3. Struktura sieci transmisji danych na stacji elektroenergetycznej

Analizując wymagania stawiane przez urządzenia na stacji, ich położenie i funkcjonalność, zdecydowano się podzielić strukturę komunikacji na stacji na dwa obszary. Obszar magistrali procesowej i obszar magistrali stacyjnej. Umowną strukturę sieci na stacji i urządzenia pracujące w jej obrębie przedstawiono na Rysunku 1.

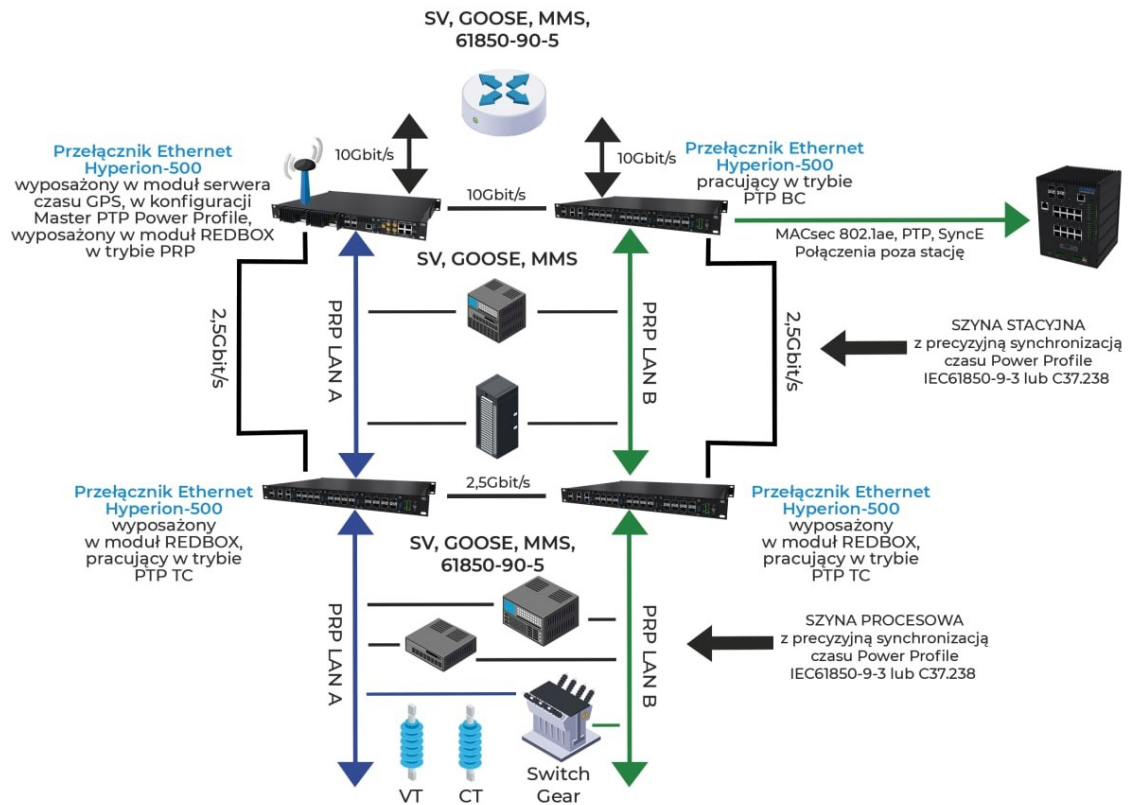


Rysunek 1. Struktura komunikacji na stacji elektroenergetycznej z zaznaczonymi przykładami wymiany komunikatów.

Magistrala procesowa łączy główne urządzenia pomiarowe i sterujące z urządzeniami IED, np. przekąźnikami zabezpieczającymi. Magistrala procesowa zazwyczaj przenosi wartości próbkowane SV, polecenia wyzwalania GOOSE, sterowanie MMS oraz nieodzowną synchronizację IEC 61850-9-3 lub IEEE C37.238. Jak wspomniano na magistrali procesowej standardem jest wykorzystanie metod redundancji bezstratnej PRP/HSR w adekwatnych topologiach gwiazdy lub pierścienia. Jak to zostało omówione wcześniej, istnieją wysokie wymagania wydajnościowe i jakościowe dla tej komunikacji w czasie rzeczywistym w odniesieniu do czasu transferu czasu transmisji (opóźnienia), synchronizacji czasu, integralności danych, niezawodności i dostępności. Zwykły Ethernet zapewnia priorytetyzację ruchu w oparciu o Class of Service, ale nie zapewnia możliwości rezerwacji zasobów, szczególnie pasma łącza. Skutkiem tego jest, że ruch o wysokim i niskim priorytecie dzieli pasmo łącza na zasadzie „wąskich drzwi”. Ruch o wysokim i niskim priorytecie zakłóca się wzajemnie na wspólnych łączach, a stopień interferencji zazwyczaj wzrasta wraz z poziomem zajętości pasma łącza. To zjawisko jest łagodzone poprzez ograniczanie średniego ruchu lub, innymi słowami, poprzez pozostawienie wystarczającej ilości wolnego pasma do nominalnej przepustowości łącza przepustowości łącza. Osiąga się to na przykład poprzez ograniczenie liczby urządzeń w pierścieniach Ethernet oraz fizyczną separację ruchu. To ostatnie oznacza, że np. ruch danych procesowych z jednej strony, a ruch inżynierski i zarządzający z drugiej

strony jest czasami przenoszony przez oddzielne sieci Ethernet LAN, do których urządzenia IED są podłączone za pomocą oddzielnych interfejsów. Powoduje to zwiększenie liczby komponentów sieciowych oraz zwiększenie nakładów na okablowanie i zarządzanie siecią. Obecnie istnieją już jednak na tyle wydajne rozwiązania przełączników sieciowych o szybkościach interfejsów optycznych 1Gbit/s 2,5Gbit/s, czy nawet 10Gbit/s dedykowanych dla stacji IEC61850-3, że problem ten jest łatwy do wyeliminowania poprzez dobór odpowiedniego rozwiązania.

Magistrala stacyjna łączy całą stację i zapewnia łączność ze SCADA oraz pomiędzy centralną inżynierią i zarządzaniem stacji z jednej strony, a poszczególnymi polami i ich urządzeniami IED z drugiej. Stosowane są topologie pierścieniowe, gwiazdowe oraz kraty. W dużych stacjach magistrala stacji jest zorganizowana hierarchicznie i podzielona na segmenty. Łączy ona wiele urządzeń IED, stacji roboczych i innych urządzeń (np. telefony VoIP, kamery monitoringu, itp). Wykorzystanie pasma na łączach centralnych może być odpowiednio wysokie. Magistrala stacyjna przenosi typowy ruch oparty o TCP/IP i UDP/IP (IEC 60870-5-104, MMS, HTTPS, NTP, SNMP, FTP,), IEC 61850-9-3 PTP, komunikaty sterujące protokołem, a także GOOSE i SV dla niektórych aplikacji z mniejszymi wymaganiami odnośnie wymagań wydajnościowych w porównaniu do magistrali procesowej. Oddziaływanie pomiędzy aplikacjami może być zredukowane przez fizyczną i wirtualną segmentację sieci (VLAN), przycinanie ruchu, filtrowanie multicastów, priorytetyzację ruchu w oparciu o Class of Service, ograniczenie liczby urządzeń na segment oraz nadmiar przepustowości łącza. Staranne projektowanie sieci w oparciu o zasady i doświadczenia jest bardzo ważne. Jak wspomniano, istnieją urządzenia IED z aplikacjami czasu rzeczywistego, takie jak MU czy PMU w stacjach, które komunikują się przez sieć WAN z odpowiednikami w innych podstacjach lub centrach sterowania w oparciu o IEEE C37.118.1 lub IEC TR61850-90-5. Te urządzenia IED zazwyczaj nie były podłączone do routerów brzegowych w magistralę stacji, ponieważ routery nie były w stanie spełnić wysokich wymagań wymaganiom tych aplikacji. Obecnie jednak dla wysokowydajnych przełączników nie jest to już istotna przeszkoda. Wysokie wymagania dotyczące niezawodności i dostępności komunikacji również osiąga się poprzez zastosowanie protokołów PRP i HSR. Nie mniej jednak stosuje się dalej mechanizmy redundancji RSTP, ITU-T G.8032 czy też DHP (Dual Homing Protocol). Rysunek 2 przedstawia architekturę sieci na stacji z wykorzystaniem wysoko wydajnych przełączników firmy BITSTREAM rodziny HYPERION-500 dedykowanych do zastosowań w architekturach sieci opartych na IEC 61850 i spełniających wszystkie wymagania dotyczące synchronizacji, opóźnień, zdolności przełączania ruchu, a przede wszystkim synchronizacji czasu precyzyjnego PTP.



Rysunek 2. Przykładowa architektura sieci transmisji danych na stacji elektroenergetycznej.

W przedstawionym przykładzie w części magistrali stacyjnej został umieszczony przełącznik HYPERION-500 z wbudowanym serwerem czasu precyzyjnego GNSS. Jest to rekomendowane rozwiązanie, aby umieszczać serwer czasu bezpośrednio na stacji ze względu na wymaganą precyzję synchronizacji, która ma być dostarczona do urządzeń IED nie gorszą niż $\pm 1\mu s$. Umieszczenie serwera czasu w lokalizacji poza stacją, może uniemożliwić spełnienie warunku. Przy rozważaniach należy pamiętać, że dla konfiguracji P2P (peer to peer) PTP Power profile, każdy przełącznik umieszczony pomiędzy serwerem czasu a IED będzie wносił niedokładność zależnie od konfiguracji do 200ns dla trybu pracy PTP BC (Boundary Clock) i do 50ns dla trybu pracy (TC) Transparent Clock. Wystarczy, więc zaledwie 4 węzły BC, aby być blisko limitu. Można stosować tryb pracy TC w przełącznikach, ale należy pamiętać, że w długich łańcuchach pozbawiamy się możliwości śledzenia stanu synchronizacji na węzłach. W przypadku konieczności poszukiwania problemów z synchronizacją, będziemy mieli bardzo utrudnione zadanie i może zaistnieć konieczność użycia wyspecjalizowanych sond lub testerów. W rozwiązaniu z urządzeniem HYPERION-500 możemy wspomóc tryb pracy BC synchronizacją poprzez Synchroniczny Ethernet (SyncE). Zmniejsza to istotnie niedokładność w trybie pracy BC.

Drugi przełącznik w szynie stacyjnej realizuje redundancję sprzętową, rozszerza liczbę przyłączonych urządzeń i jest zdolny przyjąć synchronizację PTP z sąsiednich stacji w przypadku zaniku synchronizacji na stacji lokalnej. Zwiększa to odporność na ataki typu „jamming” czy „spoofing”. Urządzenia na szynie stacyjnej są podłączone do magistrali PRP

zwiększającej niezawodność połączeń poprzez funkcjonalność REDBOX dostępną w urządzeniu. Łączność pomiędzy częścią stacyjną i procesową realizowana jest przez połączenia 2,5Gbit/s, co eliminuje problemy opóźnień i packet jitter wspomniane wcześniej. Szyna procesowa zawiera podobny schemat redundancji sprzętowej i połączeniowej PRP, korzystając z precyzyjnego czasu przekazywanego przez protokół PTP. W przedstawionej architekturze dokładność czasu osiągana przez jednostki zainstalowane na szynie procesowej może sięgać +/-300ns, co daje znakomitą zdolność detekcji zmiany fazy dla jednostek PMU.

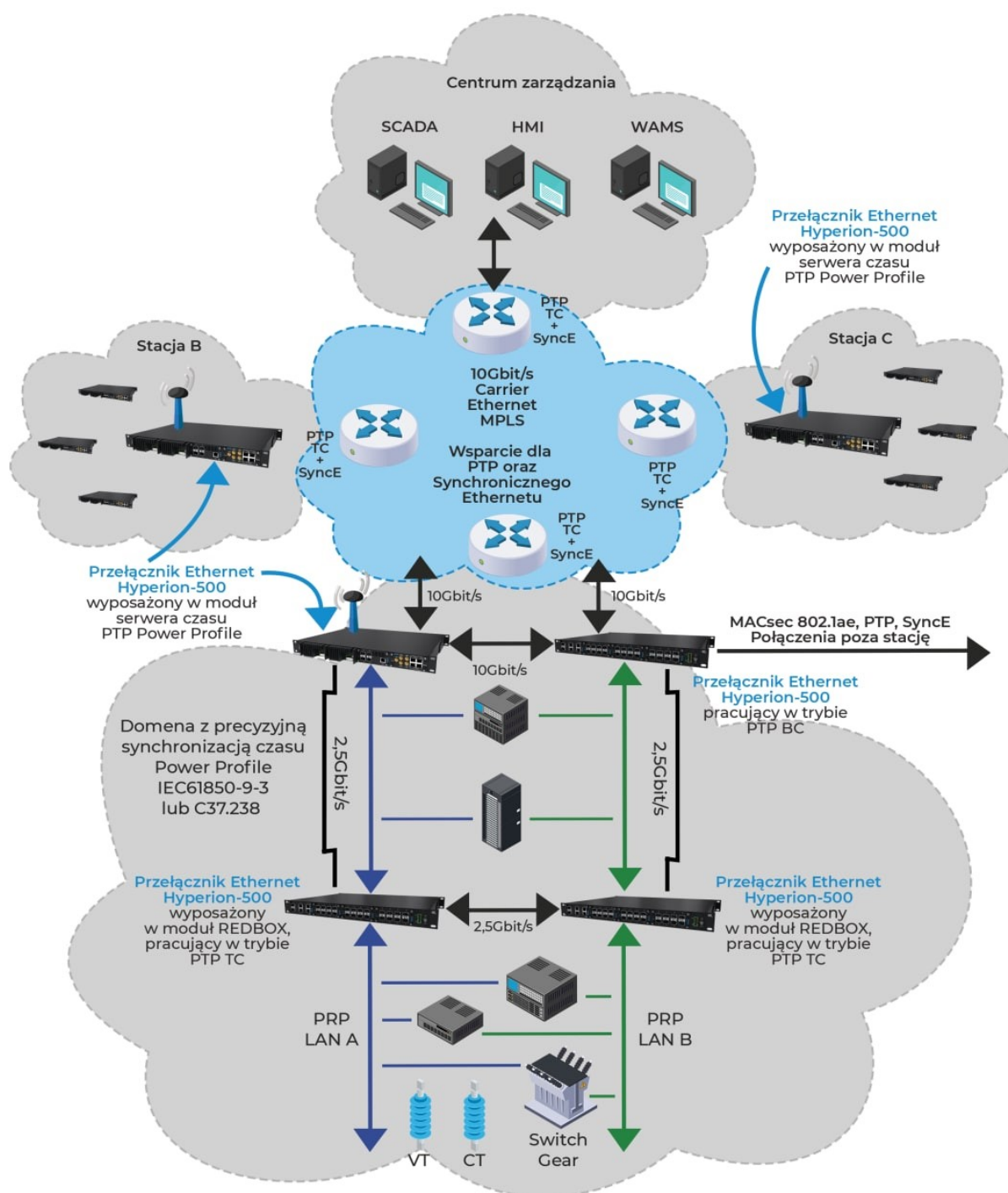
Jako, że protokoły synchronizacji czasu, SV i GOOSE, są definiowane dla warstwy drugiej, w celach bezpieczeństwa, istnieje możliwość zaszyfrowania danych pomiędzy węzłami i połączeniami wychodzącymi np. poza obręb stacji w wykorzystaniu szyfrowania MACsec L2 256 bit specyfikowanego przez IEEE 802.1ae. Jest to ważna funkcja przełącznika HYPERION-500 podnoszona w najnowszej wersji standardu PTP IEEE 1588 v.2 :2019.

Przedstawioną konfigurację można swobodnie rozszerzać w ramach rozrostu stacji wykorzystując zapas przepustowości (10Gbit/s na połączeniach międzystacyjnych), margines synchronizacji, jak również poprzez modularność urządzenia umożliwiającego skalowalność portów i technologii.

4. Struktura sieci transmisji danych pomiędzy stacjami elektroenergetycznymi

Architektura połączeń między stacyjnych, w praktyce może być realizowana w technikach mieszanych (hybrydowych) zawierających poprzednio stosowane rozwiązania SDH i EoSDH (Ethernet over SDH), Carrier Ethernet, jak również techniki optycznego zwielokrotnienia falowego xWDM (Wavelength Division Multiplexing). W węzłach mogą pojawiać się routery lub przełączniki ze wsparciem dla warstwy L3. Coraz częściej pojawiają się natomiast urządzenia ze wsparciem MPLS (Multi-Protocol Label Switching). Odpowiedź na pytanie jaka technika powinna być preferowana, można udzielić przez rozważenie ograniczeń. Komunikacja zrealizowana w technikach EoSDH ma dwa podstawowe ograniczenia. Pierwsze to nietransparentność dla protokołu PTP. Druga to stosunkowo duże i w pewnych warunkach zmienne opóźnienie wnoszone przez węzły z racji zastosowanej enkapsulacji GFP (Generic Frame Procedure) i LCAS (Link Capacity Adjustment Scheme). Problematiczne więc staje się wykorzystanie tego typu łączy do opisanych zastosowań. W przypadku aplikacji routerów, na ogół te wysokowydajne stosowane w telekomunikacji mają problem z profilami energetycznymi PTP i wspierają nieprzydatne profile telekomunikacyjne. Wymagane będzie stosowanie zabiegów adaptacyjnych. Pojawiają się problemy z dostępnością zapasowego źródła synchronizacji czasu na stacji i w konsekwencji konieczne będzie stosowanie podwójnych serwerów czasu precyzyjnego, co znacząco zwiększa koszty implementacji i nie likwiduje problemów z atakiem typu „jamming”. Z tego punktu widzenia wydaje się rozsądnym zastosowanie w węzłach szybkich przełączników Carrier Ethernet z funkcją routowania L3 oraz możliwością zestawiania tuneli MPLS-TP (Multiprotocol Label Switching - Transport Profile). Tego typu rozwiązania wspierają protokoły synchronizacji czasu PTP Power Profile wraz ze wsparciem technik Synchronicznego Ethernet (SyncE). Wykorzystanie MPLS-TP umożliwia tunelowanie usług z odpowiednim CoS, co wpływa korzystnie na parametr opóźnienia i packet jitter. Przykład takiego rozwiązania został przedstawiony na Rysunku 3. Dotychczas istniejące

systemy SDH mogą zostać pozostawione dla celów usług głosowych i transmisji starych protokołów IEC 60870-5-103, 104, DNP 3.0, MODBUS.



Rysunek 3. Przykładowa architektura komunikacji na stacji elektroenergetycznej i pomiędzy stacjami elektroenergetycznymi.

Zaletą przedstawionego rozwiązania jest możliwość wzajemnej redundancji serwerów czasu rozlokowanych geograficznie. Funkcja ta istotnie podnosi bezpieczeństwo precyzyjnej

synchronizacji czasu PTP. Ponadto, redukuje koszt zegara stacyjnego ze względu na niższe wymagania na podtrzymanie (holdover). Ważnym jest, żeby zapasowy zegar nie był oddalony o zbyt dużą liczbę węzłów. Z tej przyczyny w urządzeniach HYPERION-500 stosowane są opracowane algorytmy wyboru zegara najbliższego.

Istotnym elementem rozważań jest bezpieczeństwo komunikacji stacyjnej i międzystacyjnej, a także komunikacji poza stacją dla generacji rozproszonej. Niektóre możliwe do zastosowania mechanizmy zostały wymienione w prezentowanym artykule. Rekomendacje dotyczące bezpieczeństwa opisuje zbiór dokumentów IEC TS 62351 "Power systems management and associated information exchange – Data and communications security". Ze względu na obszerność zagadnień jest to przedmiot osobnych rozważań.

LITERATURA

1. IEC 61850-9-2 LE (Lite Edition). Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2.
2. IEC 62439-3 (International Standard). Industrial Communication Networks – High Availability Automation Networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).
3. IEEE Std C37.238™-2017, IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588™ Precision Time Protocol in Power System Applications
4. IEC TR 61850-90-12 :2020 Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-12: Wide area network engineering guidelines
5. IEEE 1588-2019 - IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems
6. IEC TR 61850-90-5:2012 Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118
7. Practical aspects of IEC 61850-9-2 implementation in microprocessor-based protection and control IEDs
8. WP-IEC-61850-Architectures – 2021
9. IEC 61850-5:2013 - Communication requirements for functions and device models

Skontaktuj się z nami!

 (+48) 81 743 86 43

 info@bitstream.pl

 www.bitstream.pl

Bitstream Sp. z o.o.

 ul. Mełgiewska 7/9, 20-209 Lublin

