

Rozbudowa systemów automatyki stacyjnej w trakcie jej eksploatacji

Christian Brauner | OMICRON electronics

Komunikacja w elektroenergetyce

Wiedeń, Austria

christian.brauner@omicronenergy.com

I. ROZBUDOWA I TESTOWANIE SYSTEMU AUTOMATYKI

STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z BLOKADAMI

W OPARCIU O IEC 61850

Międzynarodowa norma IEC 61850 (Systemy i sieci komunikacyjne w automatyce elektroenergetycznej) umożliwia stosowanie blokad i funkcji zabezpieczeń rezerwowych za pomocą komunikacji w czasie rzeczywistym zamiast miedzianych przewodów przesyłających sygnał. W niniejszym artykule opisano nowatorską metodę testowania funkcji systemu automatyki stacyjnej, w szczególności w przypadku rozbudowy stacji w trakcie jej eksploatacji oraz uruchamiania pole po polu.

Norma IEC 61850 została opublikowana na początku XXI wieku i obecnie jest uznanym standardem dla systemów automatyki stosowanych w stacjach elektroenergetycznych. Wraz z wydaniem 2 [1] i obecnie dostępną wersją 2.1, poziom jej uznania wzrósł, a liczba wdrożeń we wszystkich krajach stale się powiększa.

Norma ta definiuje dwa podstawowe rodzaje komunikacji z różnymi usługami wymiany danych pomiędzy inteligentnymi urządzeniami elektronicznymi (IED) na poziomie pola (zabezpieczenia, sterowniki polowe itd.) i na poziomie stacji elektroenergetycznej (bramka telesterowania, lokalny system sterowania itd.):

- Klient/serwer („MMS”) do komunikacji między „serwerem” (np. sterownikiem polowym) a „klientem” (np. bramką telesterowania) – zwykle używana do sterowania i monitorowania stacji z poziomu centrum

zdalnego sterowania lub lokalnego stanowiska

operatora. „Raportowanie” i „Sterowanie” są typowymi usługami.

- GOOSE i Sampled Values (SV) do wymiany krytycznych czasowo informacji między urządzeniami IED – zwykle używana do funkcji blokowania, wymiany sygnałów zabezpieczających, a także do cyfrowych sygnałów przekładników prądowych i napięciowych („szyna procesowa”).

Istotnym elementem normy jest znormalizowany język konfiguracji stacji (SCL), który opisuje specyficzne dla projektu sygnały i usługi komunikacyjne w postaci niezależnej od producenta. To oznacza, że oprócz narzędzi typowych dla danego producenta, do projektowania, testowania, uruchamiania i bieżącego serwisowania instalacji mogą być wykorzystywane również narzędzia innych firm.

II. BLOKADY W STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Oprócz zdalnego sterowania i monitorowania instalacji podstawowej, blokowanie poleceń stanowi standardową funkcję, którą można znaleźć w prawie każdym systemie automatyki stacji elektroenergetycznej. Blokady zapewniają, że sterowanie urządzeniami pierwotnymi nie będzie prowadziło do uszkodzenia sprzętu elektrycznego ani do powstania zagrożenia dla ludzi. Przykładowo blokady zapobiegają otwarciu odłącznika będącego pod obciążeniem. To, który sprzęt ma być blokowany i w jaki sposób często określa właściciel stacji za pomocą koncepcji blokad. Ważną rolę odgrywają tutaj nie tylko specyficzne właściwości

podstawowych urządzeń, ale także wymagania operacyjne. Przykładowo przełączanie z centrum sterowania jest zwykle dozwolone tylko w „zdalnym” trybie pracy (hierarchia przełączania), a wszelkie dalsze polecenia muszą być blokowane, o ile operacja przełączania nie została wyraźnie zakończona (blokada 1-z-n).

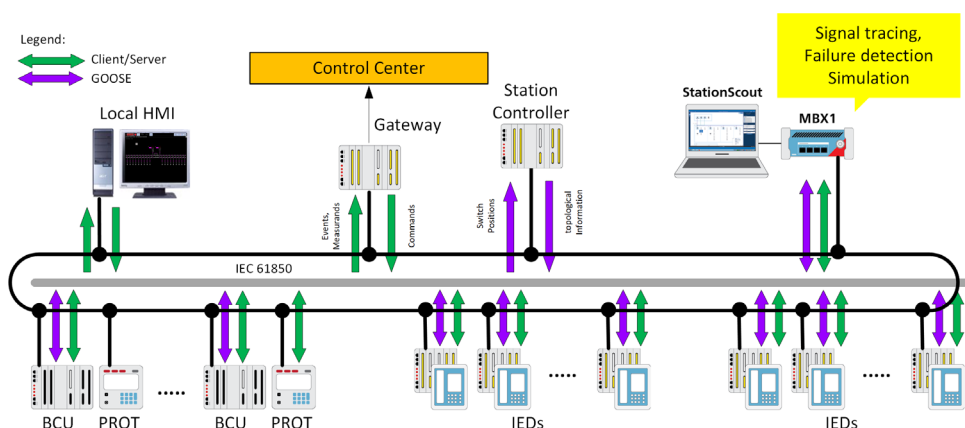
III. SPECYFICZNA REALIZACJA FUNKCJI BLOKADY W SYSTEMIE STEROWANIA STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ

W przeszłości funkcje blokowania były realizowane przy wykorzystaniu technologii przekaźników elektromechanicznych w odpowiednich (polowych) szafach sterowniczych. Transmisja różnych sygnałów, takich jak „Uziemienie szyny zbiorczej” lub „Operacja przełączania w toku”, musi być faktycznie realizowana przewodowo między poszczególnymi polami. To złożone rozwiązanie, szczególnie w przypadku instalacji z kilkoma szynami zbiorczymi. Na szczęście norma IEC 61850 zapewnia środek zaradczy, który jest opłacalny i bardziej zgrabny: wymagane sygnały, takie jak pozycje przełączników, są przesyłane za pomocą usług GOOSE, a obliczenia informacji o wydaniu polecenia są realizowane np. za pomocą planu funkcji zgodnie z normą IEC 61131-3. Z czasem opracowano następujące koncepcje wdrożeniowe:

- Scentralizowana: pełne blokady realizowane w jednostce centralnej (np. w bramce telesterowania)

Wszelkie informacje o zwolnieniu są obliczane centralnie w jednym urządzeniu i przesyłane do odpowiednich urządzeń polowych. Korzyść: łatwa i przejrzysta struktura. Wada: brak blokowania w przypadku awarii jednostki centralnej.

- Zdecentralizowana: obliczenia blokad są w pełni rozproszone w każdym urządzeniu polowym. Każdy sterownik pola przetwarza wszystkie niezbędne pozycje łączników pozostałych pól i na tej podstawie oblicza informacje o zwolnieniu poleceń przełączania w swoim polu. Wada: złożoność – wszystkie urządzenia polowe muszą zostać zaktualizowane po rozbudowie stacji elektroenergetycznej.
- Mieszana: blokady związane z polem są realizowane w odpowiednim urządzeniu polowym. Ponadto dedykowane urządzenie, np. sterownik stacji, oblicza blokady dla całej stacji (rys. 1). Aby to wykonać, urządzenia polowe przesyłają pozycje swoich łączników za pośrednictwem GOOSE do „sterownika stacji”, który oblicza informacje topologiczne, takie jak „szyna zbiorcza 1 uziemiona”, a następnie wysyła te informacje za pomocą GOOSE do urządzeń polowych, gdzie tworzone są rzeczywiste zwolnienia poleceń. Korzyść: w przypadku awarii urządzenia centralnego blokady związane z polem są nadal dostępne. Rozbudowa stacji elektroenergetycznej nie wpływa na istniejące urządzenia polowe.



RYSUNEK 1: SYSTEM STEROWANIA STACJI ELEKTROENERGETYCZNEJ Z BLOKADAMI OBEJMUJĄCYMI CAŁĄ STACJĘ REALIZOWANYMI W „STEROWNIKU STACJI”

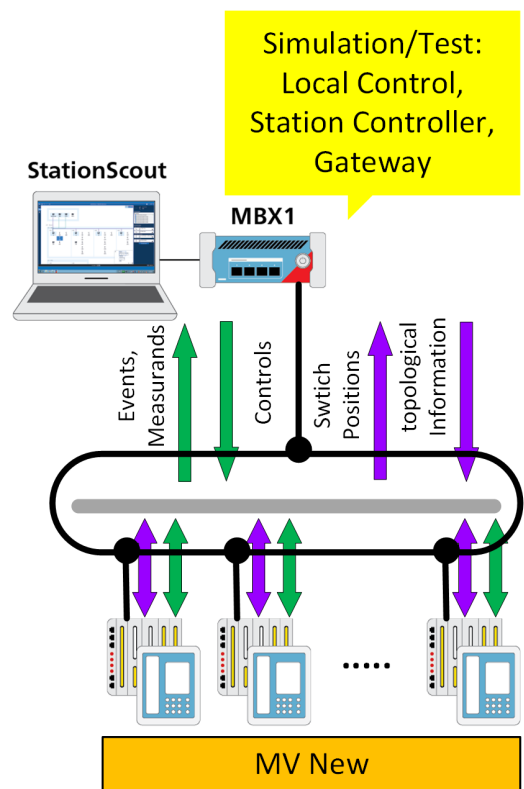
W przeszłości wielu operatorów zniechęcało się do wprowadzania blokad za pomocą GOOSE zamiast konwencjonalnego okablowania po zadaniu sobie jednego zasadniczego pytania: „Czy muszę ponownie parametryzować wszystkie istniejące sterowniki polowe przy rozbudowie instalacji i tym samym ponownie uruchomić całą instalację?”. Co do zasady „mieszana” koncepcja implementacji umożliwiła późniejszą rozbudowę systemu bez ponownego testowania istniejących pól oraz – przy zastosowaniu nowoczesnych narzędzi testujących, takich jak OMICRON StationScout – również w trakcie jego eksploatacji (rys. 1). Ponadto uzasadnione jest uwzględnienie w projekcie rozbudowy przyszłych urządzeń IED w ramach wstępnej parametryzacji systemu.

IV. ROZBUDOWA ISTNIEJĄCEJ ROZDZIELNICZY PODCZAS EKSPLOATACJI

Jeśli zajdzie potrzeba rozbudowy istniejącej rozdzielniczy, najlepiej byłoby ją przeprowadzić bez konieczności przerwania dostaw prądu klientom zasilanym przez daną stację elektroenergetyczną. W związku z tym nasuwa się pytanie: „W jaki sposób zintegrować i przetestować nowe pola bez konieczności aktualizacji istniejących sterowników pola i móc przetestować je ponownie?”. Podobna sytuacja ma miejsce, gdy zostaną przebudowane obwody wtórne w istniejącej stacji elektroenergetycznej. Również w tym przypadku nowe zabezpieczenia i sterowniki polowe muszą być często testowane i uruchamiane pole po polu w trakcie eksploatacji i bez wpływu na pola, które zostały już zmodernizowane.

Możliwy scenariusz postępowania, który sprawdził się już w praktyce, ilustruje przykład rozbudowy instalacji średniego napięcia o nowy odcinek szyn zbiorczych:

1. Dla całej instalacji tworzony jest nowy plik SCD i parametryzowane są urządzenia IED nowego pola. Ekran parametrów i operatora istniejącego lokalnego HMI, bramki telesterowania i sterownik stacji zostały rozbudowane o nowe pola. Istniejące sterowniki pola i urządzenia zabezpieczające IED pozostają nienaruszone.



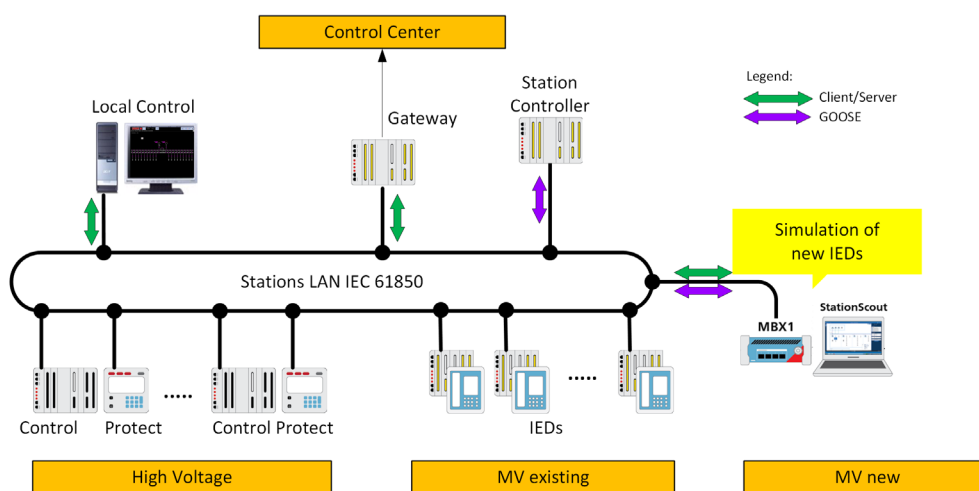
RYSUNEK 2: TEST NOWEJ INSTALACJI SN

2. Nowa sekcja rozdzielniczy jest instalowana razem z urządzeniami IED w stacji elektroenergetycznej i testowana (nadal bez integracji z istniejącym SAS). Wymiana danych w ramach istniejącej technologii wtórnej jest w pełni wstępnie testowana poprzez symulację odpowiednich komponentów (bramek, sterownika stacji, innych pól, jeśli to konieczne) za pomocą nowoczesnego rozwiązania testowego, takiego jak OMICRON StationScout (rys. 2). Odbywa się to przy wykorzystaniu pliku SCD dla systemu sterowania rozbudowanej stacji, który opisuje istniejące komponenty i nowe urządzenia polowe wraz ze wszystkimi sygnałami i usługami komunikacyjnymi. Funkcje ochrony i sterowania procesem nowych urządzeń IED można testować bez wpływania na komponenty istniejącej instalacji: StationScout służy do testowania, czy wszystkie niezbędne sygnały są prawidłowo przesyłane do lokalnego stanowiska operatora, bramki telesterowania i sterownika stacji elektroenergetycznej. Inżynier przeprowadzający test używa również tego narzędzia do symulacji

odpowiednich informacji topologicznych, które w innym przypadku obliczane są przez sterownik stacji. Stany blokad obliczone w urządzeniach polowych są testowane i przedstawiane w graficznym interfejsie użytkownika StationScout. Funkcje poleceń w StationScout mogą być również użyte do sprawdzenia poprawności wykonania każdego polecenia przełączania – wszystko to bez wpływu na działanie istniejącego systemu sterowania procesem.

3. W kolejnym kroku do istniejącego lokalnego HMI, bramki telesterowania i sterownika stacji zostaną załadowane nowe parametry dla rozbudowanej

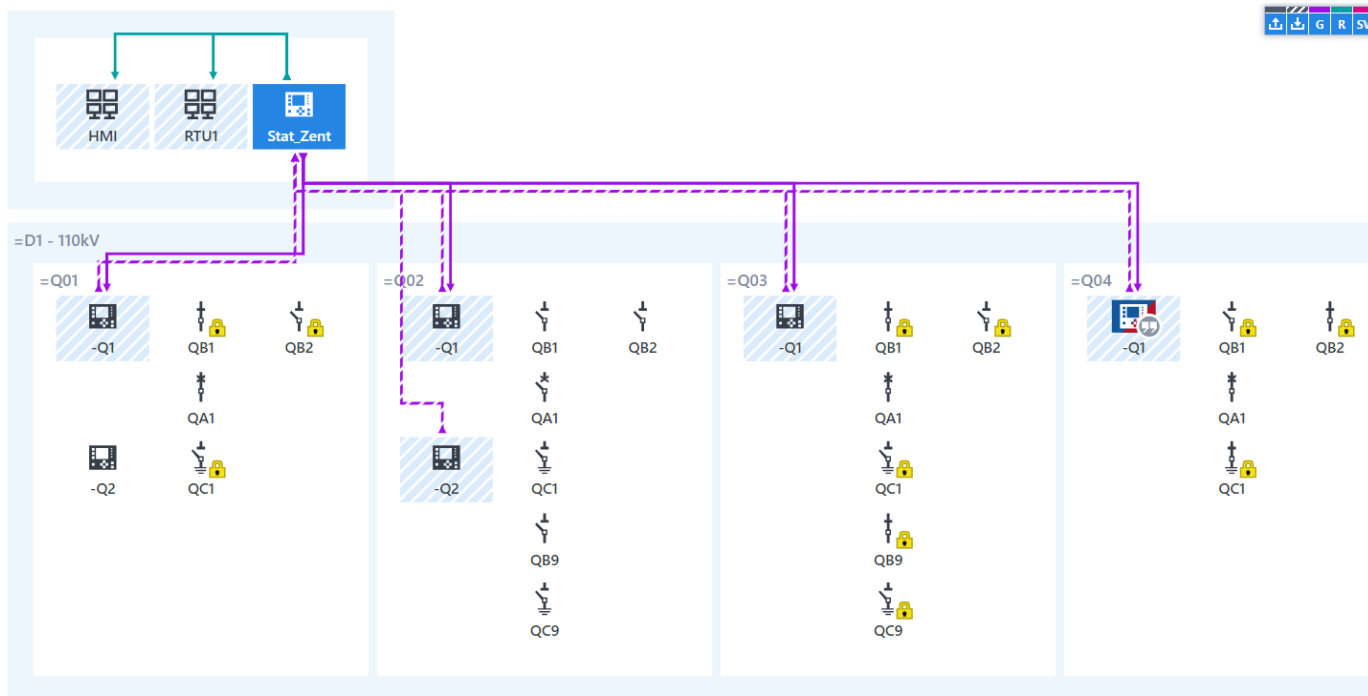
instalacji. Teraz rozwiązanie StationScout może być używane do symulacji urządzeń IED nowych pól (rys. 3), w wyniku czego rozszerzone ekrany operatora, listy zdarzeń, listy alarmów, archiwa itd. mogą być sprawdzane zarówno w lokalnym interfejsie HMI, jak i w centrum sterowania na poziomie pojedynczego sygnału (rys. 4). Jednocześnie poprzez symulację różnych stanów przełączeniowych nowych pól testowana jest poprawność wdrożenia blokad stacji w sterowniku stacji bez konieczności obsługi rozdzielnic w ramach nowej instalacji średniego napięcia.



RYSUNEK 3: TEST ZDALNYCH I LOKALNYCH SYSTEMÓW STEROWANIA Z SYMULOWANYMI URZĄDZENIAMI IED DLA NOWEJ INSTALACJI SN

4. Teraz gdy zarówno nowe urządzenia IED, jak i zaktualizowana istniejąca instalacja zostały pomyślnie przetestowane, można połączyć obie części instalacji i sprawdzić poprawność interakcji istniejących oraz nowych komponentów. StationScout zapewnia wsparcie w śledzeniu

sygnału i poszukiwaniu wszelkich pozostałych przyczyn błędów, takich jak nieprawidłowa synchronizacja czasu lub inne błędy związane z parametryzacją (rys. 1).



RYSUNEK 4: SYMULACJA URZĄDZENIA POŁOWEGO (Q04-Q1) ZA POMOCĄ STATIONSCOUT I WYŚWIETLANIE SYGNAŁÓW ZWOLNIENIA BLOKADY

V. PODSUMOWANIE

Opisane rozwiązanie testowe wraz z wybiegającą w przyszłość implementacją funkcji blokad umożliwia rozbudowę rozdzielni podczas jej eksploatacji. Można zatem w pełni wykorzystać potencjał normy IEC 61850 w stacji elektroenergetycznej bez zmiany parametryzacji, a tym samym konieczności ponownego testowania istniejących urządzeń polowych.

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEC 61850-1, ed. 2: 2013 Systemy i sieci komunikacyjne automatyzacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych – Część 1: Wprowadzenie i przegląd