

Nowoczesna stacja energetyczna SN/nn jako narzędzie do świadczenia usług elastyczności

Streszczenie. W artykule opisano nowatorską stację energetyczną SN/nn stanowiącą podstawowy elementu infrastruktury sieci średniego i niskiego napięcia, przeznaczoną do autonomicznego zarządzania podłączoną do niej siecią niskiego napięcia (nn) oraz umożliwiającą świadczenie usług elastyczności sieci.

Abstract. The paper describes the innovative concept of the secondary substation, the basic element of MV/LV network infrastructure, devoted to autonomous management of the connected LV network, and provides grid flexibility services. (*New secondary substation as a tool for providing flexibility services*).

Słowa kluczowe: stacja energetyczna SN/nn, usługi elastyczności, monitorowanie sieci nn, inteligentna sieć.

Keywords: secondary substation, flexibility services, monitoring of LV grid, smart grid.

Wstęp

Jesteśmy świadkami kształtowania się nowego dynamicznego systemu elektroenergetycznego o zmiennych kierunkach przepływu energii z dużym udziałem źródeł odnawialnych. Zarządzanie takim systemem oprócz aktywnego uczestnictwa odbiorców i wytwórców energii wymaga wdrożenia nowych usług i produktów. Jedną z nich jest usługa elastyczności (ang. *flexibility*) definiowana jako zdolność systemu elektroenergetycznego do reagowania na zmiany zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej w sposób zapewniający bezpieczeństwo dostaw energii i jednocześnie optymalne wykorzystanie jej źródeł, zwłaszcza odnawialnych. Zarówno operatorzy systemów jak i wytwórcy mogą oferować na tworzonego rynku usług elastyczności swój potencjał, zarówno w zakresie dynamicznie zmieniających się warunków przesyłu energii przez elementy sieci, jak i dostosowania produkcji energii do bieżących potrzeb.

Opisane w artykule wyposażenie i funkcje elastycznej stacji SN/nn mają na celu zapewnienie usług, takich jak zwiększona obserwowalność sieci nn, autonomiczne sterowanie i monitorowanie generacji fotowoltaicznej (PV), szybsze wykrywanie awarii, utrzymanie napięcia sieci w dopuszczalnych granicach, zwłaszcza przy dużym nasyceniu PV.

Wyzwania dla sieci elektroenergetycznych

W czerwcu 2021 udział energii ze źródeł fotowoltaicznych osiągnął ponad 5% produkcji energii, przy ponad 5 GW mocy zainstalowanej. Generacja z fotowoltaiki stała się o połowę tańsza od energii z elektrowni węglowych, a przeciętny koszt wytwarzania energii z fotowoltaiki spadł z poziomu 381 USD/MWh w roku 2010, do około 57 USD/MWh w roku 2020 [1].

Duży i rosnący udział instalacji fotowoltaicznych przy niedostatecznym wyposażeniu sieci średniego i niskiego napięcia oraz stacji rozdzielczych może powodować powstawanie zjawisk prowadzących do zakłóceń jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców [2]. Do najczęściej występujących problemów związanych ze znacznym udziałem źródeł fotowoltaicznych w sieci nn należą m.in.:

- przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięć fazowych, tj. wzrost napięcia powyżej dozwolonego zakresu przy małym obciążeniu sieci i dużej generacji mocy czynnej oraz niedotrzymanie minimalnej wartości napięcia sieci przy dużym obciążeniu sieci i braku generacji fotowoltaicznej,

- wyłączanie, a następnie załączanie się falowników w mikroinstalacjach PV w sposób spontaniczny i niekontrolowany, powodujące wzrosty i spadki napięcia,
- niesymetria napięć i znaczna wartość prądu w przewodzie neutralnym.

Środkami zaradczymi mogą być m.in. takie działania jak wymiana przewodów na przewody o większym przekroju, regulacja napięcia przy pomocy transformatora SN/nn z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów (PPZ, ang. *OLTC - On-Line Tap Changer*), działającego na podstawie pomiarów w głębi sieci nn.

Najbardziej efektywnym mechanizmem mogłoby być aktywne oddziaływanie na falowniki w mikroinstalacjach, jednakże jak dotąd brak regulacji prawnych w tym zakresie.

Już obecnie przyłączenie do sieci instalacji fotowoltaicznych, zwłaszcza dużych mocy, napotyka na bariery związane z niedostatecznym stanem technicznym sieci średniego i niskiego napięcia oraz stacji rozdzielczych.

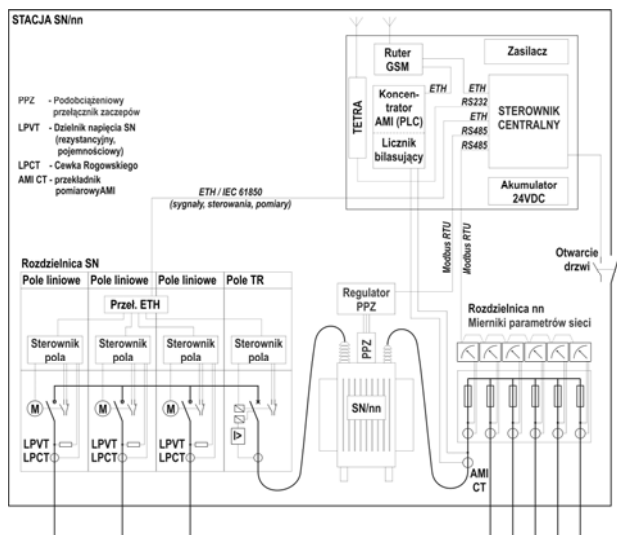
Jednym z kompleksowych rozwiązań jest wdrożenie nowych inteligentnych stacji SN/nn zapewniających zaawansowane monitorowanie sieci niskiego napięcia, wyposażonych w transformator z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów oraz układy sterowania realizujące zaawansowane algorytmy sterowania mogące poprawić zdolność sieci nn do dołączania nowych źródeł. Rozwiązanie takie prowadzi do stworzenia narzędzi umożliwiających w przyszłości świadczenie usług elastyczności.

Funkcje stacji

Za realizację funkcji stacji odpowiadają algorytmy zaimplementowane w sterowniku centralnym stacji i sterownikach polowych zabudowanych w rozdzielnicach SN (rys.1).

Funkcje sterownika polowego obejmują: trójfazowy pomiar prądu i napięcia SN, detekcję przepływu prądu zwarciovego, sterowanie wyłącznikiem transformatora oraz łącznikami liniowymi. Komunikacja z centralnym sterownikiem stacji realizowana jest zgodnie z normą IEC 61850 [3].

Sterownik centralny odpowiada za kontrolę napięcia sieci nn i komunikację z systemem SCADA, wykrywanie uszkodzeń wkładek bezpiecznikowych oraz monitorowanie instalacji PV [4].



Rys.1. Schemat urządzeń inteligentnej stacji SN/nn.

Funkcja zdalnej sygnalizacji i sterowania

- Sterowanie rozłącznikiem (otwieranie/zamykanie), sterowanie wyłącznikiem SN w polu transformatorowym (otwieranie tylko w przypadku awarii),
- pomiar wartości napięć fazowych i prądów wraz z rejestracją po wykryciu zwarcia (rejestrator zakłóceń),
- testowanie i kasowanie sygnałów z funkcji wykrywania uszkodzeń sieci.
- odczyt i sygnalizacja zmiany stanu poprzez wysyłanie spontanicznych wiadomości ze znacznikami czasu, które dostarczają takich informacji jak: stan łącznika (otwarty/zamknięty), otwarcie drzwi szafy, działanie zabezpieczenia zasilacza i napędu silnikowego, status napędu silnika, SF6 spadek ciśnienia, zanik zasilania podstawowego z transformatora SN/nn,
- możliwość zdalnego sterowania pozycją przełącznika zaczepów (PPZ) transformatora SN/nn.

Wykrywanie uszkodzeń

Zwarcia doziemne i międzyfazowe w sieciach z dowolnym trybem pracy punktu neutralnego są wykrywane przez sterownik polowy i wysyłany jest odpowiedni komunikat do sterownika centralnego.

Wykrywanie zwarcć międzyfazowych opiera się na kryterium nadprądowym, natomiast zwarcć doziemnych – na podstawie kryterium zerowoprądowego (I_0) i kryteriów admitancyjnych (Y_0 , G_0 , B_0). Napięcia pochodzą z dzielników rezystancyjnych lub pojemnościowych (klasyfikowanych jako LPVT, ang. *Low Power Voltage Transformer*, wg [5]), a prądy z cewek Rogowskiego (LPCT, ang. *Low Power Current Transformer* [6]).

Pomiar przepływu prądu zwarciovego rejestrowany jest w plikach COMTRADE z rozdzielczością 1 kHz wraz z wybranymi sygnałami analogowymi i binarnymi.

Kontrola napięcia sieci nn i sterowanie podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów

Podstawowym wymogiem funkcjonalnym związanym z kontrolą napięcia jest zapobieganie automatycznemu wyłączaniu się falowników fotowoltaicznych z powodu zbyt wysokiego poziomu napięcia. Operatorzy sieci dystrybucyjnych w Polsce wymagają, aby falowniki wyłączały się w ciągu 3 sekund, gdy napięcie fazowe przekroczy 253 V i natychmiastowego wyłączenia, gdy napięcie przekroczy 264,5 V (15% wartości nominalnej).

Algorytm sterowania napięciem sieci nn wykorzystuje pomiary napięcia z wybranych inteligentnych liczników zainstalowanych na końcach linii elektroenergetycznych lub w pobliżu miejsc instalacji PV. Mierzone wartości napięć są dostępne w koncentratorze danych (DC, ang. *Data Concentrator*) AMI zainstalowanym w stacji, który komunikuje się z licznikami w technice PLC (ang. *Power Line Communication*).

Rozdzielczość czasowa odczytów napięcia powinna odpowiadać zmianom napięcia wywoływanym przez falowniki instalacji fotowoltaicznych. Wahanía napięcia odpowiadają aktualnemu poziomowi wytwarzania energii, który z kolei jest proporcjonalny do natężenia promieniowania słonecznego.

Potencjalną trudnością w działaniu algorytmu jest czas akwizycji wartości napięcia z inteligentnych liczników, który jest zależny od wydajności sieci PLC i sposobu, w jaki napięcia są zbierane w DC. Możliwe są następujące metody:

- rejestracja zdarzeń, z ustawionymi wartościami progowymi napięcia,
- odczyt chwilowych wartości napięć fazowych,
- odczyt profilu napięciowego.

Algorytm ocenia zmierzone wartości i ustawia pozycję zacze pu transformatora. W większości przypadków instalacje fotowoltaiczne są obecne tylko na jednym lub dwóch z 5 do 8 wychodzących linii zasilających nn. Tak więc obniżanie napięcia poprzez zmianę pozycji zacze pu (w dół) w celu utrzymania limitu napięcia na końcach linii z generacją PV może prowadzić do niedopuszczalnego obniżenia napięcia na końcach innych linii, gdzie nie ma instalacji PV. Dlatego konieczne jest obserwowanie trendu zmian i szukanie rozwiązania „kompromisowego”.

Komunikacija

Komunikacja pomiędzy sterownikiem centralnym a systemem SCADA wykorzystuje standardowe protokoły komunikacyjne DNP 3.0, IEC 60870-5-104, pozwalające na bezpośrednią integrację sterownika z istniejącymi systemami dyspozytorskimi (np. Syndis, WindEx) u polskich operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD). Komunikacja z systemem dyspozytorskim jest możliwa zarówno poprzez sieć Ethernet, moduł komunikacyjny GSM, jak i modem TETRA.

Komunikacja pomiędzy sterownikiem centralnym a sterownikami polowymi w stacji jest zgodna ze standardem IEC 61850. Dla obu typów sterowników opracowano odpowiedni model danych, który odwzorowuje zmienne obiektowe (stany, pomiary, informacje, sterowania) zgodnie ze specyfikacją podaną w normie. Wybrano węzły logiczne reprezentujące informacje o urządzeniu i funkcjach automatyki (np. funkcja sterowania i zabezpieczeń CSWI, PTOC) lub funkcjach pomiarowych (MMXU). Wykorzystywane są zarówno tryby wymiany informacji serwer-klient, jak i publikuj/subskrybuj (wiadomości GOOSE).

Rozwiązania sprzętowe inteligentnej stacji

Przykładowe wyposażenie stacji transformatorowej SN/nn przedstawione na rysunku 1 obejmuje:

- obwody pierwotne: transformator z podobciążeniowym przełącznikiem zaczeów, rozdzielnice SN i nn,
- obwody wtórne: koncentrator danych PLC, sterowniki pól linii SN i sterownik centralny.

Rozdzielnica SN składa się z pól liniowych i transformatorowego. Każde pole linowe wyposażone jest w:

- rozłącznik z napędem silnikowym ze stykami sygnalizacji położenia,

- czujniki pomiaru prądu i napięcia (cewki Rogowskiego i dzielniki napięcia montowane w głowicach kablowych). Pole transformatora zawiera wyłącznik ze stykami sygnalizacji położenia oraz zabezpieczenie autonomiczne, wyposażone w sygnalizację zadziałania dla potrzeb systemu SCADA.

Rozdzielnica nn wyposażona jest w rozłączniki bezpiecznikowe oraz następujące aparaty zainstalowane w każdym odpiętym polu nn:

- przekładniki prądowe nn zbudowane jako blok do pomiaru prądu trójfazowego 400/5A klasy 0,5S 5VA, instalowane w każdym polu odpiętym (pomiar do wykorzystania przez miernik parametrów sieci),
- wielofunkcyjny miernik parametrów sieci podłączony do magistrali RS485 (Modbus RTU)

Po stronie nn mierzone są następujące parametry: napięcia fazowe i międzyfazowe prądy fazowe, składowa zerowa prądu, częstotliwość, współczynnik mocy ($\cos\phi$), moce czynne, bierne i pozorne fazowe oraz sumy mocy. Opcjonalnie możliwy jest pomiar całkowitego zniekształcenia THDu, THDi, nieparzystych harmonicznych U, I (do 19-tej), energii czynnej, biernej indukcyjnej i pojemnościowej.

Dodatkowo w rozdzielnicach nn instalowane są przekładniki prądowe do pomiaru prądu po stronie nn transformatora dla licznika bilansującego będącego częścią koncentratora danych AMI.

Urządzenia sterujące realizujące wszystkie funkcje stacji inteligentnej składają się z jednego sterownika centralnego i sterowników polowych, których liczba odpowiada liczbie pól rozdzielnic SN, Sterowniki są połączone komunikacyjnie poprzez przełącznik sieciowy, połączenie to stanowi lokalną sieć stacyjną ETH/IEC 61850. Schemat blokowy sterownika centralnego i jego powiązań ze sterownikami obiektowymi oraz urządzeniami stacyjnymi i zewnętrznymi pokazano na rysunku 2.

Sterownik centralny zawiera moduły:

- procesora (CPU),
- wejść/wyjść binarnych (BI/BO), do obsługi sygnałów ogólnych stacji,
- modułów komunikacyjnych z łączami szeregowymi (COM) i Ethernet (ETH), za pośrednictwem których sterownik komunikuje się z systemem dyspozytorskim OSD (SCADA) oraz z urządzeniami stacyjnymi.

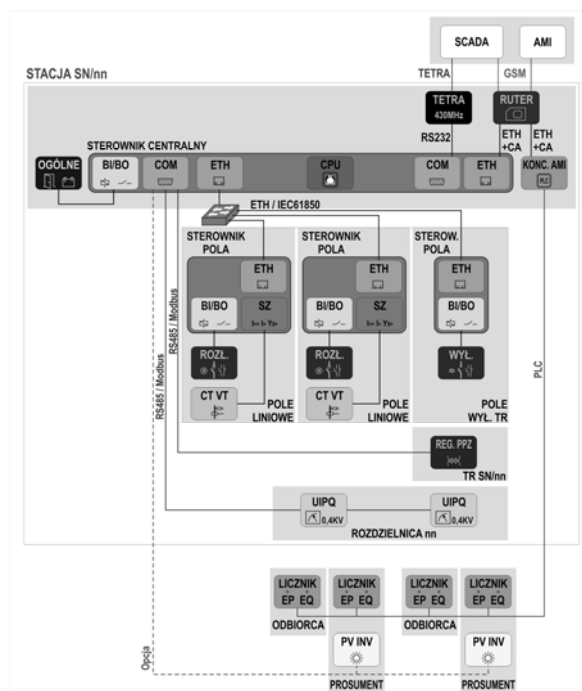
Komunikacja inteligentnej stacji z OSD realizowana jest typowo kanałami GSM (poprzez RUTER) i TETRA. Łącze GSM wykorzystywane jest także dla systemu rozliczeniowego AMI, który odczytuje dane z liczników zainstalowanych u odbiorców i prosumentów.

Sterownik centralny pobiera informacje o napięciach w głębi sieci z koncentratora danych AMI w dedykowanym protokole komunikacyjnym, łączem ETH za pośrednictwem przełącznika sieciowego wbudowanego do rutera AMI. Sterownik, przez łącze szeregowe odczytuje także pomiary z mierników parametrów sieci (UIPQ) zainstalowanych w rozdzielnicach nn. Na podstawie powyższych pomiarów sterownik wypracowuje nastawę do regulatora PPZ, z którym komunikuje się poprzez łącze szeregowym RS485.

Opcjonalnie sterownik może również łączyć się z falownikami prosumenckich instalacji PV (PV INV) w protokole SunSpec.

Sterowniki polowe wyposażone są w:

- moduł wejść/wyjść binarnych (BI/BO), do akwizycji sygnałów z pól i sterowania rozłącznikami i wyłącznikami SN,
- moduł wykrywania przepływu prądu zwarcowego (FD), w polach liniowych, z wejściami pomiarowymi dla czujników prądu (LPCT) i napięcia (LPVT).



Rys.2. Struktura układu sterowania inteligentnej stacji SN/nn.

Bezpieczeństwo teleinformatyczne

Komunikacja inteligentnej stacji z systemem SCADA spełnia wymagania bezpieczeństwa teleinformatycznego sformułowane w normach z rodziny IEC 62351 i zapewnia:

- wzajemne uwierzytelnianie się komunikujących się stron oraz autoryzację dostępu systemów nadrzędnych do zasobów obiektowych oferowanych przez sterowniki,
- poufność danych – zabezpieczenie przed nieautoryzowanym (nie upoważnionym) dostępem do danych przesyłanych między sterownikiem a systemem nadrzędnym,
- integralność danych – zabezpieczenie przed nieautoryzowaną modyfikacją danych przesyłanych między sterownikiem a systemem nadrzędnym informacji,
- niezaprzeczalność transakcji (ang. *non-repudiation lub accountability*) – zabezpieczenie przed możliwością wyparcia się swego uczestnictwa w całości lub w części wymiany danych przez sterownik/system nadrzędny uczestniczący w tej wymianie.

W szczególności realizowane są poniższe funkcje:

- ochrona zgodnie z 802.1x z uwierzytelnianiem przy pomocy certyfikatu cyfrowego,
- tworzenie tuneli VPN IPsec w trybie „Zdalny dostęp” (klient-lokacja),
- korzystanie z certyfikatów wydanych przez zewnętrzne biuro certyfikacji (wg standardu X.509),
- wykorzystanie protokołu TLS dla ochrony komunikacji opartej na protokole TCP,
- mechanizm wymiany/aktualizacji kluczy publicznych i prywatnych z wykorzystaniem protokołu SCEP.

Wnioski

W ostatnich latach obserwowany jest szybki wzrost liczby instalacji fotowoltaicznych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Aby sprostać tym nowym wyzwaniom operatorzy sieci dystrybucyjnych (OSD) pracują nad opracowaniem i wdrożeniem nowych rozwiązań do efektywnego zarządzania siecią. OSD musi zarządzać ograniczeniami sieci nn, zwiększając poziom monitorowania

i kontroli. Nowe rozwiązania Smart Grid są alternatywą dla „tradycyjnej” rozbudowy i wzmocnienia systemu.

OSD może korzystać ze zgromadzonych danych o rozptywach mocy i zużyciu energii, w szczególności danych pomiarowych z systemu AML, co może wspierać lokalne zarządzanie energią.

Stacje SN/nn odgrywają kluczową rolę w monitorowaniu i sterowaniu sieciami średniego i niskiego napięcia, dlatego ważne jest posiadanie nowej inteligentnej stacji. W tych nowych rozwiązaniach inteligentne liczniki stają się również ważnym elementem obserwowalności sieci nn i świadczenia usług elastyczności.

Podziękowania: Opisane rozwiązanie elastycznej stacji elektroenergetycznej zostało opracowane i przygotowane do wdrożenia w ramach projektu unijnego „Market enabling the interface to unlock flexibility solutions for cost-effective management of smarter distribution grids”, który otrzymał dofinansowanie z unijnego programu badań i innowacji Horyzont 2020 w ramach umowy o dotację nr 864334.

Autorzy: mgr inż. Adam Babs, Instytut Energetyki – Instytut Badawczy 01-330 Warszawa, Mory 8, Oddział Gdańsk, ul Mikołaja Reja 27, 80-870 Gdańsk, E-mail: a.babs@ien.gda.pl; mgr inż. Łukasz Kajda, Instytut Energetyki – Instytut Badawczy 01-330 Warszawa, Mory 8, Oddział Gdańsk, ul Mikołaja Reja 27, 80-870 Gdańsk, E-mail: l.kajda@ien.gda.pl; mgr inż. Marcin Tarasiuk, Instytut Energetyki – Instytut Badawczy 01-330 Warszawa, Mory 8, Oddział Gdańsk, ul Mikołaja Reja 27, 80-870 Gdańsk, E-mail: m.tarasiuk@ien.gda.pl; mgr inż. Mirosław Matusewicz, ENERGA-OPERATOR SA ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk, E-mail: miroslaw.matusewicz@energa-operator.pl.

LITERATURA

- [1] <http://www.rynekinstalacyjny.pl/aktualnosc/id11697,rekordowy-udzial-fotowoltaiki-w-miksie-energetycznym-w-czerwcu-i-lipcu>
- [2] Jiricka, J., Kasperek M., Kolar L., et al., Smart Substation MV/LV. 4th International Conference on Electricity Distribution Glasgow 12-15 June 2017, Paper 0143
- [3] Morel Q., Cost T, IEC 61850 to the service of power system flexibility, 4th International Conference on Electricity Distribution Glasgow 12-15 June 2017, Paper 0816
- [4] Noske S., Falkowski D., Babs A., Advance Control and Monitoring in Secondary Substation - Project Upgrid, 4th International Conference on Electricity Distribution Glasgow, 12-15 June 2017, Paper 0839
- [5] PN-EN IEC 61869-11:2018-07, Przekładniki – Część 11: Dodatkowe wymagania dla małej mocy pasywnych przekładników napięciowych
- [6] PN-EN IEC 61869-10:2018-07, Przekładniki – Część 10: Dodatkowe wymagania dotyczące pasywnych przekładników prądowych małej mocy