PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

OPEN ACCESS

Aleksandra SKUZA[1], Stanisław ZIEMIANEK[2], Marek SUPRONIUK[3], Bogdan PERKA[4]
ORCID: [1]0000-0002-6305-9582, [2]0000-0002-3915-1397, [3]0000-0003-3723-6116, [4]0000-0003-4762-4833
DOI: XXXXXXXXXX

Wybrane metody prowadzenia komutacji w stacjach elektroenergetycznych wykorzystane podczas intencjonalnego wydzielenia podsystemu

Selected substation commutation methods used during intentional sub-system separation

[1] mgr inż. Aleksandra Skuza, Wojskowa Akademia Techniczna, Szkoła Doktorska WAT, e-mail: aleksandra.skuza@wat.edu.pl
[2] dr hab. inż. Stanisław Ziemianek, Wojskowa Akademia Techniczna, Wydział Elektroniki, Instytut Systemów Elektronicznych, e-mail: stanislaw.ziemianek@wat.edu.pl
[3] dr hab. inż. Marek Suproniuk, Wojskowa Akademia Techniczna, Wydział Elektroniki, Instytut Systemów Elektronicznych, e-mail: marek.suproniuk@wat.edu.pl
[4] dr inż. Bogdan Perka, Wojskowa Akademia Techniczna, Wydział Elektroniki, Instytut Systemów Elektronicznych, e-mail: bogdan.perka@wat.edu.pl

Adres do korespondencji: aleksandra.skuza@wat.edu.pl

Streszczenie: W referacie przedstawione zostały możliwości sterowania, wykonywania i planowania przełączeń w ramach stacji elektroenergetycznych wysokich napięć. Przedstawione zostały dotychczas stosowane metody sterowania i planowania sterowania, przy uwzględnieniu aparatury stosowanej w stacjach elektroenergetycznych wysokich i najwyższych napięć oraz automatyk i systemów zdalnego nadzoru. Dodatkowo przytoczone zostały pewne aspekty sterowań w sytuacjach możliwego rozpadu systemu elektroenergetycznego, co stanowi kontynuacje prac badawczych i artykułów wydanych do tej pory przez autorów. Autorzy są zdania, że nadążne planowanie przełączeń i typowania łączników wykonujących przełączenia pomocne będzie w procesie przeciwdziałania sytuacjom zagrażającym integralności i ciągłości pracy dużych systemów elektroenergetycznych. W referacie przedstawiono przykłady możliwych metod typowania łączników w procesie prowadzenia komutacji w stacjach elektroenergetycznych w warunkach zagrożenia utratą integralności przez system elektroenergetyczny.

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny; sterowanie łącznikami elektroenergetycznymi; podział systemu elektroenergetycznego

Abstract: The paper presents the possibilities for control, execution and planning of switching within high voltage substations. The methods of control and control planning, taking into account the apparatus used in high-voltage and extra-high-voltage substations as well as automatics and systems high and extra-high voltage substations as well as automation and remote monitoring systems. In addition, some aspects of controls in situations of possible power system breakdown are cited, continuing the research work and articles published by the authors to date. The authors are of the opinion that the tracking planning of switching and typing of switches performing switching will be helpful in the process of counteracting situations threatening the integrity and continuity of large power systems. The paper presents examples of possible methods for typing switches in the process of conducting switching in substations under conditions threatening the loss of integrity of the power system.

Keywords: Power system; control of power swiches; division of power system

Wstęp

Wewnętrzne „życie” stacji elektroenergetycznej to przede wszystkim sprawne i bezprzerwowe przewodzenie energii elektrycznej. Aparatura zainstalowana w ramach pól zasilających oraz odbiorczych ma na celu wykrywanie, przeciwdziałanie i usuwanie zakłóceń oraz przywracanie do pracy po eliminacji nieprawidłowości.

Z przeprowadzonych doświadczeń wynika, że ważnymi urządzeniami mającymi wpływ na poprawność działania stacji elektroenergetycznych są urządzenia Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieczeniowej (EAZ) oraz Systemu Sterowania i Nadzoru (SSiN). System monitoringu stanu pól, szyn zbiorczych oraz samych aparatów i automatyk jest

jednym z ważniejszych elementów diagnozujących poprawność funkcjonowania stacji elektroenergetycznych. Dzięki nim obsługa ma zdalnie ciągły podgląd na urządzenia, ich jakość i stan. W sytuacjach odbiegających od normy jest w stanie szybko zdiagnozować problem, ustalić sposób postępowania oraz wysłać odpowiednią ekipę specjalistów, którzy sprawnie usuną problem.

System zdalnego nadzoru, poza samą funkcją diagnostyczną, posiada również możliwość zdalnego zarządzania konfiguracją stacji oraz sprawdzania czynności wykonywanych w jej ramach. To właśnie za pośrednictwem SSiN oraz sterowników polowych możliwe jest sterowanie łącznikami zdalne.

Sterowanie w ramach stacji elektroenergetycznych obecnie odbywa się poprzez sterowanie lokalne oraz zdalne. Autorzy są zdania, że typowanie możliwości komutacyjnych oraz samo sterowanie może odbywać się zdalnie z minimalnym czasem opóźnienia. Nadążne planowanie przełączeń i typowania łączników wykonujących przełączenia pomocne będą w procesie przeciwdziałania sytuacjom zagrażającym integralności i ciągłości pracy dużych systemów elektroenergetycznych.

Artykuł jest przedstawieniem możliwości sterowania w stacjach elektroenergetycznych oraz przedstawieniem propozycji autorów dotyczących możliwości implementacji systemów sterowania zdalnego, mogącego być przydatnym podczas intencjonalnego wydzielania wysp.

Wykonywanie sterowań dawniej

Przy podejściu tradycyjnym, przed powstaniem rozwiązań cyfrowych, sterowania odbywały się głównie przy pomocy rąk ludzkich. Każda ze stacji elektroenergetycznych była nadzorowana przez dyżurnego, który pełnił w niej funkcję nadzorcy stacji, wykonywał w niej łączenia i dopuszczał brygady do pracy. Wszystkie czynności wykonywane w ramach stacji elektroenergetycznej zgłaszał do dyspozytora oraz zapisywał w dzienniku stacyjnym.

Sterowanie łącznikami odbywało się początkowo ręcznie – z szafek napędów łączników (rys.1). Wiązało się to jednak z długim czasem przeprowadzania manipulacji oraz z ryzykiem, gdyż uszkodzenie elementu w trakcie trwania przełączenia mogło zagrozić zdrowiu i życiu osoby manipulującej łącznikiem.

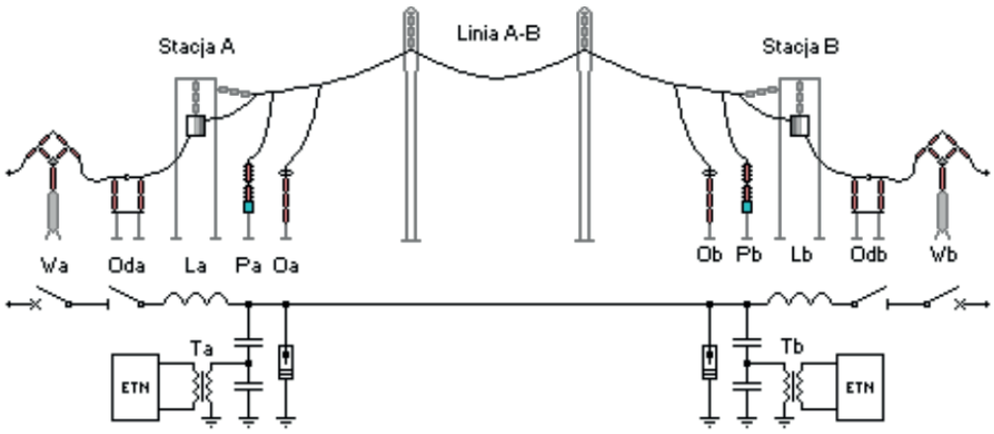
Z biegiem lat rozpoczęto wykonywanie sterowań z nastawni zlokalizowanej w budynku stacyjnym. Z wykorzystaniem przekaźników i połączeń przewodowych można było wykonać odpowiednie sterowanie bez narażania osób je wykonujących (rys. 2).

Rys. 1. Sterowanie z szafki napędu łącznika [1]

Wraz z rozwojem urządzeń EAZ oraz samych napędów, eksperymentowano ze sterowaniem w trybie zdalnym. Do tej pory poza łącznością z wykorzystaniem systemów ETN (Energetyczna Telefonia Nośna) nie było innych możliwości komunikacyjnych (rys. 3).

Dyżurni musieli mieć wiedzę o wykonywaniu łączeń, prowadzeniu ruchu stacji, a każda czynność łączeniowa musiała być zaplanowana z góry. W tym systemie nie było miejsca na pomyłki i nieprzewidziane sytuacje. Dlatego rozpoczęto prace nad systemami nadzoru i sterowania zdalnego. Jednym z takich rozwiązań było Sterowanie Częstotliwością Akustyczną (SCA), które jednak, poza testowymi obiektami, nie zostało zaimplementowane w stacjach wysokich napięć. Sterowanie to było nazywane też sterowaniem tonowym. Nie używa się w nim mechanicznych fal akustycznych, a stosuje się sygnały elektryczne o określonej częstotliwości. Przesyłane są one poprzez linie elektroenergetyczne lub poprzez wydzie-

Rys. 2. Sterowanie z nastawni [2]



Objaśnienia :

$W_{a/b}$ – Wyłączniki liniowe
$Od_{a/b}$ – odłączniki liniowe
$L_{a/b}$ - dławiki w.cz
$P_{a/b}$ - pojemnościowe przekładniki napięciowe z filtrami liniowymi
$O_{a/b}$ - odgromniki liniowe
$T_{a/b}$ - transformator filtru liniowego
ETN – urządzenie końcowe energetycznej telefonii nośnej

Rys. 3. Schemat uproszczony dołączenia (jednofazowego) urządzeń ETN do linii. $W_{a/b}$ – wyłączniki, $Od_{a/b}$ – odłączniki liniowe, $L_{a/b}$ – dławiki w.cz., $P_{a/b}$ – przekładniki napięciowe, $O_{a/b}$ – odgromniki, $T_{a/b}$ – transformator, ETN – urządzenie końcowe energetycznej telefonii nośnej [3]

lony tor. Stosowane były do załączania i blokowania automatyki Samoczynnego Ponownego Załączenia (SPZ), zdalnego przełączania łączników elektroenergetycznych czy do sterowania oświetleniem ulicznym, a teraz w krajach europejskich do sterowania liczbą odbiorników u odbiorców końcowych. Określony ton wykorzystywany jest do sterowania jednym, konkretnym urządzeniem.

Innym rozwiązaniem było wykonywanie sterowania za pomocą fal radiowych, co jednak miało wiele wad, w tym groziło przejęciem pasma radiowego wykorzystywanego do sterowania łącznikami.

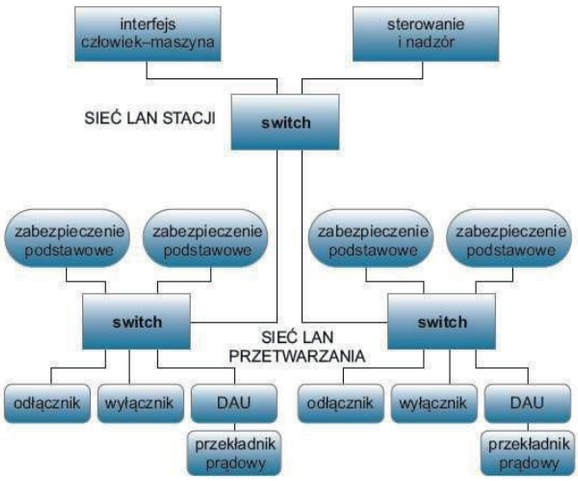
Sterowanie z wykorzystaniem technik cyfrowych

Wraz z rozwojem techniki cyfrowej i wprowadzeniu do stacji elektroenergetycznych przekaźników zabezpieczeniowych pracujących w oparciu o nią rozpoczęła się realizacja procesów zdalnego sterowania i nadzoru nad stacją o większej skali. Obecnie opierają się one o systemy typu SCADA i protokoły komunikacyjne. Sygnały są wysyłane poprzez łącza światłowodowe pomiędzy urządzeniami na obiekcie oraz poprzez OPGW (Optical Ground Wire) zawieszone na słupach elektroenergetycznych.

Wraz z rozwojem urządzeń EAZ, mają one coraz bardziej rozbudowaną funkcjonalność. Zgodnie ze standardami operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowego w każdym polu musi znajdować się sterownik pola. Zaimplementowane muszą w nim być stany łączników elektroenergetycznych oraz możliwości sterowania nimi. Za pomocą sterownika możliwe jest sterowanie poprzez połączenie przewodowe (elektryczne) – styki wyjściowe sterownika pola podają impuls na cewki zamykające lub otwierające łącznik poprzez połączenia przewodowe. Za ich pomocą można również wykonywać sterowania zdalnie przy pomocy łączy światłowodowych i protokołu komunikacyjnego. Odbywa się to poprzez System sterowania i nadzoru zaimplementowany w stacji, *kontrolujący* całą stację.

Ważną rolę odgrywa protokół komunikacyjny oraz wymiana informacji pomiędzy sterownikami polowymi a systemem nadrzędnym. Obecnie w stacjach elektroenergetycznych stosowane są głównie dwa protokoły: IEC 61850 (dla Operatora Systemu Przesyłowego) oraz IEC 60870-5-103 (dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych). Wymiana informacji z ich wykorzystaniem odbywa się poprzez odpowiednią konfigurację wysyłanych kodów sygnałów poprzez łącza światłowodowe do sterownika SSiN znajdującego się w stacji, a następnie do systemów nadrzędnych.

Protokół komunikacyjny IEC 61850 powstał w oparciu o normę o tej samej nazwie. Zgodnie ze standardem został wprowadzony w celu zwiększenia niezawodności działania systemów elektroenergetycznych. Miał on zmniejszyć liczbę przestojów, opóźnień, usterek, a także zwiększyć bezpieczeństwo przesyłu informacji za pośrednictwem systemów zdalnego monitoringu na obiektach energetycznych. Rysunek 4 przedstawia strukturę i sposób wdrażania automatyki wraz z protokołem IEC 61850 na stacji elektroenergetycznej.



Rys. 4. Instalacja urządzeń i automatyki stacyjnej wraz z protokołem IEC 61850 na stacji elektroenergetycznej [4]

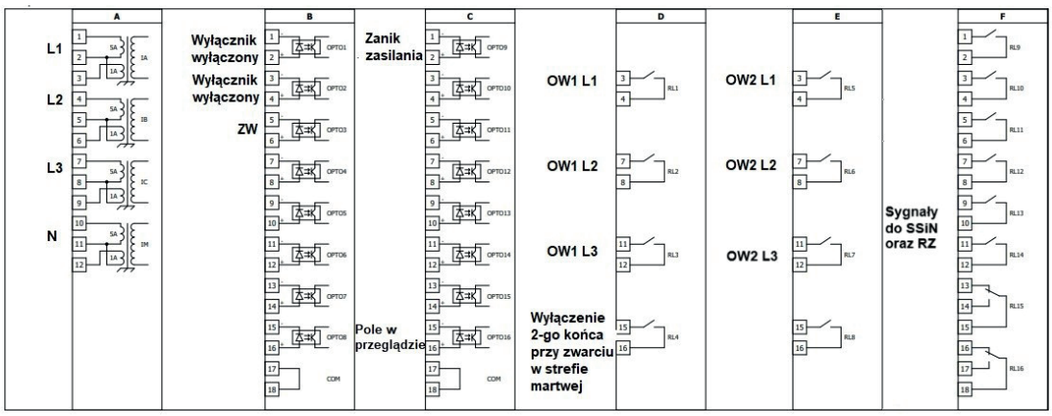
Sposób wymiany informacji w tym protokole polega na szybkiej wymianie danych z wykorzystaniem GSSE (ang. Generic Substation State Event) oraz GOOSE (ang. Generic Object Oriented Substation Event). Informacje przesyłane w ten sposób mają wysoki priorytet i nie przechodzą przez dodatkowe urządzenia, takie jak koncentratory zabezpieczeń, co sprawia że dostarczane są bardzo szybko. Przesyłane dane dotyczą zdarzeń wywoływanych przez urządzenia, takie jak zadziałanie zabezpieczeń, sygnalizacja alarmu. System odbierający nie wysyła potwierdzenia, by dodatkowo nie przeciążać magistrali i nie powodować niepotrzebnego ruchu w sieci [5].

Protokoły związane ze standardem IEC 60870-5 są starszym rozwiązaniem, ale nadal powszechnie stosowanym zwłaszcza wśród Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Obecnie najczęściej używa się z tej grupy protokołu IEC103, czyli IEC 60870-5-103. Jest on oparty na transmisji szeregowej. Konfiguracja pomiędzy zabezpieczeniami a SSiN w stacji elektroenergetycznej oraz między SSiN i systemami typu SCADA jest najczęściej typu drag-and-drop. Polega na tabelarycznym przypisaniu sygnałów typu FUN i INF, które są unikatowe dla danego sygnału. Oprócz tego stosuje się adresy i kanały transmisji, które pozwalają jednoznacznie zidentyfikować dane urządzenie. Ten protokół komunikacyjny wspiera typy danych ze znacznikiem czasu, a informacje przesyła zdarzeniowo.

Możliwości prowadzenia komutacji będące przedmiotem badań autorów

Biorąc pod uwagę czasochłonność prowadzenia czynności łączeniowych w ramach stacji elektroenergetycznych w oparciu o obecnie stosowane środki techniczne, można zaproponować system prowadzenia szeregu komutacji w czasie niepowodującym dodatkowych zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Można to osiągnąć przy dodatkowej implementacji funkcji do elementów automatyki zabezpieczeniowej i SSiN, które już znajdują się w stacjach elektroenergetycznych. Najbardziej odpowiednim urządzeniem EAZ, który wymagałby najmniejszego wpływu na obwody wtórne stacji, wydaje się być zabezpieczenie szyn zbiorczych (ZSZ) (rys. 5). Na rysunku tym przedstawiono przykładową koordynację takiego zabezpieczenia. Przedstawiono na niej najważniejsze sygnały z punktu widzenia opisywanej tematyki. Przedstawiony przykład dotyczy jednostki centralnej zabezpieczenia szyn zbiorczych. Jest to bowiem zabezpieczenie, które już zawiera informacje o stanie wyłączników w stacji elektroenergetycznej oraz o przepływach prądów we wszystkich gałęziach. Jest zatem urządzeniem, które po niewielkich zmianach mogłoby realizować funkcję intencjonalnego typowania łączników do podziału stacji elektroenergetycznej.

Z punktu widzenia eksploatacji stacji oraz wagi zabezpieczenia jakim jest ZSZ należy jednak rozwa-



Rys. 5. Przykładowa koordynacja zabezpieczenia szyn zbiorczych, ZW – załączenie wyłącznika; OW – wyłączenie wyłącznika; L1, L2, L3 – oznaczenia faz; SSiN – System Sterowania i Nadzoru; RZ – rejestrator zakłóceń;

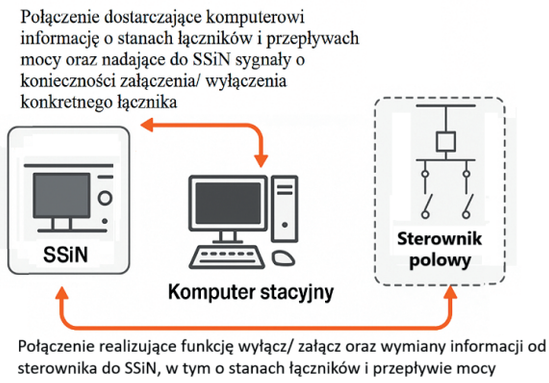
żyć, czy implementacja dodatkowych funkcji w nim nie pogorszy prawidłowości działania zabezpieczenia. Jest ono bowiem najważniejszym urządzeniem chroniącym całą stację przed zwarciami wielkoprądowymi występującymi na szynach stacji elektroenergetycznej. Z tego względu lepszym rozwiązaniem byłoby doprojektowanie do istniejących konfiguracji nastawni w stacjach elektroenergetycznych, dodatkowych modułów, szaf z komputerem stacyjnym o zaimplementowanej funkcji typowania sposobu przeprowadzenia komutacji w stacji. Wiąże się to co prawda ze zmianą obwodów wtórnych, ale nie wpływa na funkcjonowanie zabezpieczeń.

Oprócz zmian w obwodach wtórnych można by dodatkową szafę z komputerem stacyjnym realizującym proces wyznaczania łączników do komutacji powiązać jedynie łączami światłowodowymi z ZSZ oraz SSiN lub z samym SSiN (rys.6).

Takie poszerzenie *pełniłoby rolę* łącza nadającego i odbierającego, a funkcję wykonawczą wyłączania lub załączania wyłącznika pełniłby już sterownik polowy w danym polu, który już jest połączony łączem z SSiN. Taka zmiana byłaby związana jedynie z zaimplementowaniem nowych sygnałów, takich jak stany wyłączników i przepływy mocy (nadawane z SSiN do urządzenia w nowej szafie) oraz sygnału na wyłączenie i załączenie nadawanych z SSiN do odpowiednich sterowników polowych po wygenerowaniu ich w komputerze stacyjnym.

Komutacje i przepływy w stacjach elektroenergetycznych

Doświadczenia z ponad stuletniej eksploatacji systemów elektroenergetycznych prowadzą do przekonania, że utrzymanie spójności oczkowej sieci przesyłowej ma znaczenie natury imperatywnej w typowych analizach utrzymania bezpieczeństwa energetycznego. Zależnie od procesu rozwoju, zagrożenia mogą się jednak pojawiać stany przejściowe, których analiza „post factum" prowadzi do wniosku, że odpowiednio wcześnie podjęte wykonanie podziału systemu mogłoby zapobiec rozprzestrzenianiu się zagrożenia oraz mogłoby prowadzić do ograniczenia jego skutków.



Rys. 6. Struktura połączenia pomiędzy urządzeniami wymieniającymi informację o stanie pola i sterowaniach

Na przeszkodzie stoją trudności wykonania niezbędnego zautomatyzowania procesu dokonywania podziałów, które musi się opierać na ciągłej analizie stanów pracy i analizowaniu rozwoju potencjalnie zagrażających procesów przejściowych. Trudności te bowiem mogą prowadzić do rozwoju szczególnie niebezpiecznych zagrożeń oraz powodować niekontrolowany rozpad systemu, czego przykłady miały miejsce w energetyce światowej w ostatnich latach [6, 7].

Szybki i rozprzestrzeniający się na dużym obszarze rozwój systemu elektroenergetycznego (w wymiarze kontynentalnym) spowodował że operatorzy zajmujący się nadzorem jego pracy mają do dyspozycji szereg sygnałów przesyłanych na bieżąco przez systemy nadzorcze z poszczególnych stacji. Największym postępem jest możliwość prowadzenia analiz niemalże całych okresów napięć i prądów, gdyż częstotliwość przesyłanych wartości prądów i napięć pozwala na ich pełne odwzorowanie. Zatem w dowolnej chwili można analizować przepływ mocy w poszczególnych gałęziach systemu. Wiedza o tym może być wykorzystana do wykonania wyprzedzającego intencjonalnego podziału systemu elektroenergetycznego. Takie celowe wydzielenie podsystemu mogłoby nie tylko pomóc w ograniczaniu skutków awarii czy zakłóceń, ale również nie dopuścić do niekontrolowanego podziału na niezbilansowane wyspy. W rezultacie większa część systemu pozostałaby w strefie zasilania w energię elektryczną, a sposób ponownego łączenia wysp byłby mniej skomplikowany.

Aby proces intencjonalnego, wyprzedzającego dokonywania podziałów w systemie elektroenergetycznym mógł zostać przeprowadzony muszą być spełnione cztery podstawowe warunki:

- infrastruktura do detekcji stanów, musi realizować swoje zadania z szybkością odpowiednio wyprzedzającą zagrożenia niesione przez ew. „rodzące się" stany kołysań elektromechanicznych i zagrożenia związane ze stabilnością napięciową,
- możliwość realizacji zautomatyzowanego, wyprzedzającego dokonywania podziałów w oczkowej sieci przesyłowej,
- implementacja odpowiedniego oprogramowania oraz odpowiednich aplikacji opartych na algorytmach powstałych na podstawie wyżej wymienionych metod,

- istnienie infrastruktury do szybkiego i niezawodnego wpływania na stany łączników w stacjach elektroenergetycznych sieci przesyłowej (z odpowiednio wysokim priorytetem).

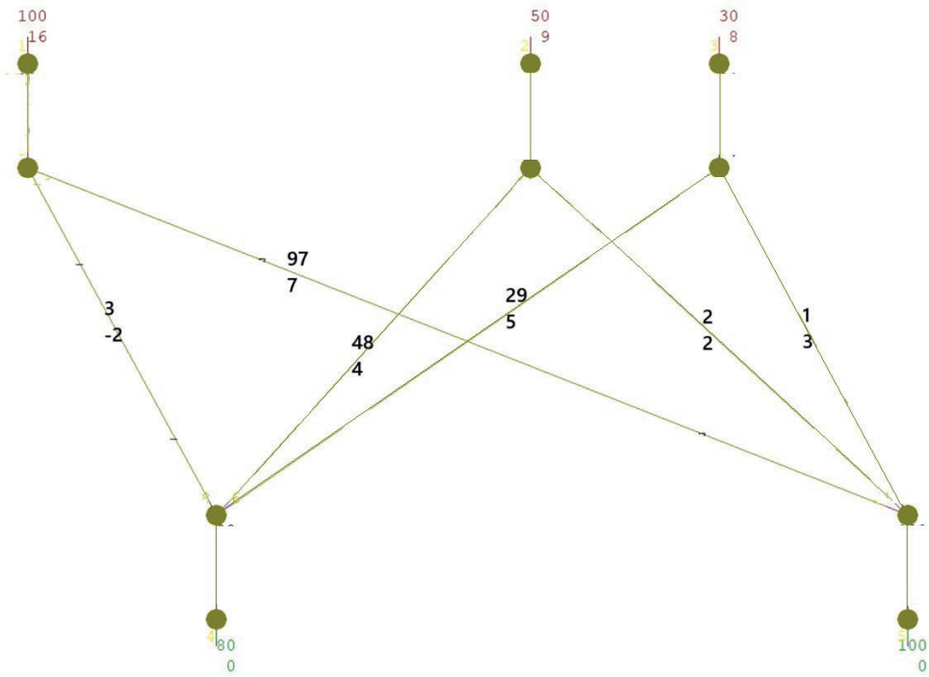
Najważniejszym z tych czterech przedstawionych warunków wydaje się być założenie o braku możliwości pogorszenia stanu systemu elektroenergetycznego poprzez przeprowadzenie wymuszonego wydzielenia wyspy. Aby nie dopuścić do powstawania kołysań mocy, a w konsekwencji zagrożenia brakiem stabilności napięciowej, należy dobierać odpowiednie miejsca zabudowy łączników do przełączeń. Właśnie w tym celu na stacjach elektroenergetycznych należy analizować na bieżąco przepływy mocy i posiadać wiedzę o aktualnej topologii obiektu. Na rysunku 7 przedstawiono przykładową topologię stacji elektroenergetycznej. Znajduje się w niej 6 wyłączników (w każdej gałęzi między węzłami znajduje się wyłącznik). W przedstawionej na rysunku 7 strukturze sieci trzy wyłączniki pozostają w stanie załączonym, a trzy w wyłączonym (wzór 1). Widać, że przepływ mocy występuje w gałęziach z wyłącznikami załączonymi, a w gałęziach wyłączonych płynie moc resztkowa – wynikająca z opisu matematycznego wyłączników [1].

$$\begin{bmatrix}\alpha_1\\ \alpha_2\\ \alpha_3\\ \alpha_4\\ \alpha_5\\ \alpha_6\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}1\\1\\1\\0\\0\\0\end{bmatrix} \tag{1}$$

Przechodząc do rzeczywistej struktury stacji – algorytmy stacyjne mogą wskazać, że na przykład przełączenie w stan otwarty jednego (lub więcej) wyłączników doprowadzi do osiągnięcia przepływu „resztkowego" wskazanego przez algorytm nadrzędny systemu elektroenergetycznego (SEE). Od strony numerycznej może to być wskazane jako wynik użycia sieci neuronowych. Autorzy testowali też niebinarną wersję numeryczną ze sztucznym przesuwnikiem fazowym (równolegle do styków wyłącznika), gdzie kąt przesunięcia fazowego (w sposób ciągły) mógł doprowadzić do zasymulowania pełnej przerwy (z $\alpha_i = 0$) lub zamknięcia wyłącznika (z $\alpha_i = 1$) [8].

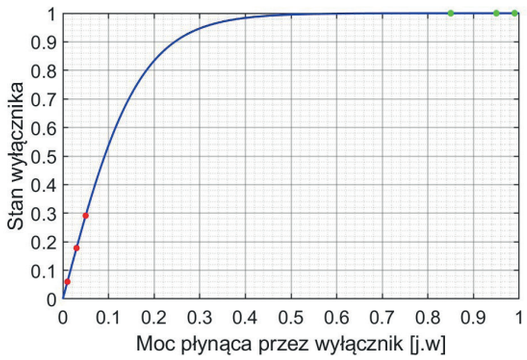
Jak wspomniano w [8,9,10] – komutacja w jednym cyklu, przeprowadzona na sygnał skierowany jednocześnie do kilku stacji – byłaby najprostszym posunięciem. W najprostszym przypadku nastąpiłoby otwarcie jednego (lub kilku łączników) w każdej z wytypowanych nadrzędnie stacji i utworzenie prawie zbilansowanego podsystemu. Odbyłoby się to w czasie kiedy elektromechaniczny proces przejściowy oraz zagrożenia naruszenia stabilności napięciowej nie zdążyłyby się rozwinąć.

Algorytm wyszukujący możliwe łączniki do przełączenia może analizować każdą z możliwych sytuacji lub też, działając w oparciu o stworzoną przez autorów procedurę, wyszukiwać mniej lub bardziej rokujące przełączenia. Na rysunku 8 przedstawiono sposób weryfikacji wyłącznika do komutacji. Na wykresie stanu wyłącznika od mocy płynącej przez gałąź zaznaczono 6 wyłączników mogących wziąć udział w procesie



Rys. 7. Przykład przepływu mocy dla stacji elektroenergetycznej z usystematyzowaniem kierunków przepływu mocy

przełączania. Stan wyłącznika został przedstawiony niebinarnie, ze względu na zastosowanie opisu stanu wyłącznika zamkniętego jako małej impedancji (niemalże zerowej), a otwartego jako dużej (równej impedancji linii o długości 200 km).



Rys. 8. Umiejscowienie wyłączników typowanych do przełączeń na wykresie

Trzy wyłączniki znajdujące się po lewej stronie wykresu z rysunku 8 będą wyłącznikami typowanymi do wyłączenia w czasie prowadzenia intencjonalnego podziału stacji elektroenergetycznej. Na rysunku tym widać również pewną separację gałęzi na te wiodące duże i małe przepływy. Podzielenie stacji będzie polegało więc, w omawianym przypadku, na jednoczesnym wyłączeniu gałęzi z nikłymi przepływami.

Podział systemu elektroenergetycznego

Dokonywanie podziałów w oczkowej sieci przesyłowej może mieć kilka typowych realizacji. Najistotniejsze to wydzielanie wysp w systemie (tworzenie przekrojów zamkniętych, otoczonych zazwyczaj resztą systemu) oraz dokonywanie podziałów systemu w przekrojach otwartych (prowadzące zazwyczaj do redukcji rozległości geograficznej powstających części składowych).

Patrząc z perspektywy „narzędzi" hierarchicznie umiejscowionego Operatora SEE: u podstaw każdego z podziałów leży takie jego dokonywanie aby w powstających podsystemach mogła być zachowana równowaga wytwarzania i zapotrzebowania mocy (energii) oraz możliwie duża koherentność źródeł w tworzących się podsystemach. Wtedy – zarówno z punktu widzenia możliwego do osiągnięcia stanu ustalonego – jak i z punktu widzenia elektromechanicznego procesu przejściowego – szanse na utrzymanie integralności i bezpieczeństwa każdego z tworzonych podsystemów będą największe. Podobnie patrząc – „narzędzia" Operatora SEE mogą wskazać na stany i zasięg przepływów cyrkulacyjnych i (w miarę możności) nie sugerować przecięcia takiego przepływu.

Wspomniana na wstępie dostępność sygnałów (w szczególności mocy gałęziowych oraz mocy lokalnej generacji i lokalnego odbioru) w każdej stacji elektroenergetycznej, oraz utworzenia (z wykorzystaniem algorytmów śledzenia przepływów mocy (energii)) uproszczonego ekwiwalentu szkicu przepływów w ramach stacji – pozwala utworzyć schemat, który uwypukla przepływ „resztkowy" (rysunek 7). Jeśli jednak w którejś z wytypowanych stacji, zasygnalizowany (przez algorytm nadrzędny SEE) przepływ „resztkowy" nie da się osiągnąć „otworzeniem kilku łączników" – można rozważyć zainicjowanie dodatkowego cyklu, w którym zostanie wytypowany łącznik będący w stanie otwartym – który przełączy się w stan zamknięty – a jednocześnie wytypowany łącznik zamknięty przełączy się w stan otwarty. Taki wariant jest obecnie testowany przez autorów, z myślą o priorytecie nastawienia na otwieranie łączników (z ew. incydentalnym podejściem do przełączenia wybranego łącznika, w danej stacji, w stan zamknięty).

Alternatywą mogłoby być transmitowanie w stronę algorytmu nadrzędnego SEE statusu przepływu „resztkowego", co wskazywałoby czy ten przepływ „resztkowy" stacja może osiągnąć jedynie przez otwarcie jednego (lub kilku) z zamkniętych łączników. Wówczas możliwości analizowania stanu pracy stacji elektroenergetycznej po podziale posiadałby komputer stacyjny. Autorzy w swoich rozwiązaniach skłaniają się bardziej ku temu rozwiązaniu.

Zasygnalizowane podejście do stacji elektroenergetycznych można zastosować także w stacjach np. półtorawyłącznikowych, lub stacjach z szyną obejściową, co jednak jest jeszcze w trakcie testowania.

Aby zadanie zainicjowania odpowiednich komutacji przeprowadzano ze skupieniem się na celu nadrzędnym – można poczynić następujące założenia:

- sieć jest symetryczna fazowo (globalnie),
- stany pracy sieci są symetryczne fazowo (globalnie),
- sieć jest liniowa tzn. może być opisana równaniem:

$$\mathbf{I} = \mathbf{YU} \tag{2}$$

W którym **I** jest macierzą prądów, **U** macierzą napięć, a macierz admitancyjna węzłowa **Y** ma stałe współczynniki,

- faworyzowane może być śledzenie przepływów mocy czynnej (a do śledzenia przepływów mocy biernej mogą być czynione rozszerzające odniesienia).

Podsumowanie

Poruszone zagadnienia dotyczą rozwoju w obliczeniach symulacyjnych przepływu sygnałów w SEE przez inicjowanie procesów przejściowych elektromechanicznych oraz symulacje zagrożeń wiążących się z utrzymaniem stabilności napięciowej w SEE. Może to też wspomagać współpracę klasycznych systemów (z generacją w podstawie) w zestawieniu ze specyfiką pracy źródeł odnawialnych.

Z przeprowadzonych badań wynika, że jest kilka możliwości wprowadzenia rozwiązań automatycznego sterowania łącznikami. Najmniej ryzykowną oraz możliwie prostą do wprowadzenia jest wykorzystanie zabezpieczeń szyn zbiorczych lub wykorzystanie komunikacji światłowodowej w celu sprzężenia sygnałów docierających do systemów nadrzędnych.

Dalsze prace nad omawianą tematyką przyniosą rozwiązania w układach szyn zbiorczych bardziej złożonych, takich jak układy półtorawyłącznikowe. Autorzy są zdania, że rozwój automatycznego systemu wydzielania wysp pozwoli na uniknięcie rozległych awarii systemowych, które występują coraz częściej w Europie i na świecie. Zagrożenia blackoutem są coraz bardziej realne i prace nad eliminowaniem zaburzeń są niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemów w przyszłości.

Przyjęto: XXXXXX, **zaakceptowano:** XXXXXX, **opublikowano:** XXXXXX

LITERATURA

[1] https://elbud.waw.pl/wp-content/uploads/2018/11/30.jpg, dostęp 01.06.2025
[2] https://elbud.waw.pl/realizacje/rozruch-i-serwis-realizacje/, dostęp 01.06.2025
[3] Standardowe Specyfikacje Techniczne Polskich Sieci Elektroenergetycznych, Urządzenia Stacyjne Energetycznej Telefonii Nośnej (ETN), Dławiki W. Cz. i filtry liniowe,2016
[4] Ł. Nogal, M. Soszka, K. Kurek, Zastosowanie standardu IEC 61850 w elektroenergetyce, elektro.info 3/2016
[5] M.Lizer, W. Szweicer, Norma IEC 61850 – nowy standard komunikacyjny systemu sterowania i nadzoru stacji elektroenergetycznych, Automatyka, 2010
[6] Iberian Peninsula Blackout, https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/, dostęp 01.06.2025
[7] D. Kim, J.-C. Kim, Q. Su, S.-K. Joo, Electricity Blackout and Its Ripple Effects: Examining Liquidity and Information Asymmetry in U.S. Financial Markets. Energies 2023, 16, 4939
[8] A Skuza, A.; Ziemianek, S.; Suproniuk, M. Power System Division—Certain Issues Associated with Shaping Commutation Strategies in Power Substations. Energies 2022, 15, 7293
[9] A. Skuza, S. Ziemianek, M.Suproniuk, Opportunities to Use the Computational Potential of the NCP Approach to Extend the Scope of Analysis on Selected Substation Configuration Design Problems in Subdivision Processes, IEEE Xplore, 2023.
[10] A. Skuza, S. Ziemianek, M.Suproniuk, Some properties of K-K-T coefficients for use in optimizing intentional commutation in SEE substation branches, IEEE Xplore, 2024
[11] H. Smail, Y. Bensafia, A new Approach for Load shedding scheme, Przegląd elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 100 NR 6/2024