

POMIARY SYNCHRONICZNE W OPTYMALNEJ PRACY SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH

prof. Irina I. Golub / Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Melentiewa
Rosyjskiej Akademii Nauk, Irkuck, Rosja

1. WSTĘP

Idea obserwowalności topologicznej systemu elektroenergetycznego (EPS) oparta na pomiarach, a determinująca istnienie rozwiązania rozptyłu prądów w modelu systemu, została przedstawiona w pracy [1]. Idea ta bazuje na związku pomiędzy rzędem macierzy obserwowalności i jej strukturą, które zależą od topologii sieci oraz liczby i lokalizacji urządzeń pomiarowych. Pierwsze algorytmy dotyczące obserwowalności topologicznej przedstawiono w pracach [2] i [3].

Algorytmy obserwowalności topologicznej [4, 5] wyznaczane osobno dla czynnych i biernych układów sieciowych, oparte są na drzewie pomiarów wynikającym ze struktury sieci. Każda gałąź powiązana jest z jednym urządzeniem pomiarowym zainstalowanym w sieci. Model czynny (bierny) jest obserwowalny, gdy odnosi się do drzewa urządzeń pomiarowych, w którym węzeł bilansujący, tj. z napięciem o stałej wartości kąta, jest węzłem głównym. Bierny model systemu elektroenergetycznego z kilkoma mierzonymi napięciami będzie obserwowalny, jeśli urządzenia te (punkty pomiarowe na wykresie sieci) można wykorzystać do stworzenia podsystemów drzew pomiarowych z pomiarem modułu napięcia w węzłach głównych, które to podsystemy po agregacji pokrywają wszystkie węzły na wykresie sieci. Podobny warunek pozwala na uzyskanie obserwowalności modelu czynnego, wyposażonego w kilka urządzeń (punktów) pomiaru fazy napięcia (kąta).

Jeżeli analiza obserwowalności wskazuje na rozłączność drzewa pomiarowego lub drzewo to nie zawiera wszystkich węzłów sieci lub występują podsystemy drzew pomiarowych bez mierzonego napięcia (moduł lub faza) w węźle, system elektroenergetyczny jest nieobserwowalny. Aby system stał się obserwowalny, konieczne jest zainstalowanie dodatkowych urządzeń pomiarowych, umożliwiających połączenie niezależnych podsystemów drzew pomiarowych, lub konieczne jest dodanie węzłów spoza drzewa albo wyznaczenie węzłów głównych z pomiarem modułu (fazy) napięcia.

W celu zapewnienia obserwowalności systemu, w przypadku uszkodzenia poszczególnych PMU lub zdalnych modułów transmisyjnych (RTU) oraz w przypadku zmiany topologii sieci, niezbędne jest zainstalowanie dodatkowych urządzeń PMU. Jedną z możliwych opcji rozwiązania pierwszego z powyższych problemów proponuje się w pracy [6], gdzie autorzy zalecają zdwojenie (redundancję) urządzeń w każdej niezależnej pętli i gałęzi sieci.

Oryginalną propozycję rozwiązania drugiego z powyższych problemów, z wykorzystaniem metody całkowitoliczbowego programowania liniowego, zaproponowano w punkcie [7].

Ważność problematyki obserwowalności systemu elektroenergetycznego potwierdza coroczna duża liczba prac dotyczących analizy i syntezy algorytmów obserwowalności topologicznej, algebraicznej i nieliniowej. Zwiększone zainteresowanie pojęciem obserwowalności związane jest z wprowadzeniem nowych urządzeń do pomiarów synchronicznych napięć i prądów (PMU).

Systemy pomiarowe oparte na PMU, mierzące napięcia w węzłach systemu, oraz prądy w gałęziach przylegających do tych węzłów pozwalają na zapewnienie pełnej obserwowalności systemu elektroenergetycznego, ale

Streszczenie

W niniejszej pracy przedstawiono dwa algorytmy wyznaczania minimalnej liczby urządzeń PMU (Moduły Pomiaru Fazora) w sieci elektroenergetycznej. Urządzenia tego typu umieszcza się w węzłach i liniach elektroenergetycznych w celu zapewnienia topologicznej obserwowalności systemu w warunkach normalnej pracy sieci oraz w

celu utrzymania wiarygodności takiej obserwowalności w przypadku awarii poszczególnych łączy i urządzeń PMU. Opracowane algorytmy zaimplementowano w środowisku MATLAB. Ich efektywność potwierdzono obliczeniami wykonanymi dla dużej liczby testowych modeli IEEE oraz dla rzeczywistych systemów elektroenergetycznych.



są kosztowne. Drugi sposób pomiarów realizowanych z wykorzystaniem urządzeń PMU, polegający na pomiarach napięcia i prądu w wybranych liniach elektroenergetycznych (np. łączących podsystemy), jest ze względów praktycznych znacznie korzystniejszy.

Celem pracy było opracowanie algorytmów pozwalających określać minimalną liczbę urządzeń PMU, które są w stanie zapewnić założoną obserwowalność systemu w: normalnym stanie pracy sieci (Problem 1); przy wyłączeniu gałęzi systemu (Problem 2); lub w przypadku uszkodzenia urządzenia PMU (Problem 3). Problemy te rozwiązuje się dla dwóch typów urządzeń PMU, dla przypadku poprawnej pracy, tj. dostępu do danych pomiarowych, lub dla przypadku braku tych danych, tj. niepoprawnej pracy PMU.

Zasadnicze badania dotyczyły określania optymalnej (minimalnej) liczby urządzeń PMU w celu zapewnienia obserwowalności systemu w normalnych warunkach pracy systemu oraz przy założeniu przerwy w gałęziach (spowodowanej np. wyłączeniem elementu sieci) [8]. Autorzy pracy [8] wykorzystują tu metodę poszukiwań binarnych w połączeniu z konwencjonalnymi algorytmami analizy obserwowalności topologicznej.

W pracy [9] poszukiwanie minimalnej liczby urządzeń PMU, w przypadku Problemu 1, z uwzględnieniem pomiarów klasycznych, oraz w przypadku braku tych pomiarów, realizowane jest z wykorzystaniem metody programowania liniowego całkowitoliczbowego. Problem ten jest dalej dyskutowany w pracy [10], w zakresie zapewnienia obserwowalności przy uszkodzeniu poszczególnych PMU oraz w zakresie kosztów (wybór odpowiedniej liczby urządzeń w zależności od ceny PMU). Pierwsze analizy uwzględniające wpływ ceny przenośnych urządzeń PMU przedstawiono w pracy [7]. W przypadku braku klasycznych układów pomiarowych w systemie elektroenergetycznym (braku danych pomiarowych) algorytm przedstawiony w pracy [10] pozwala na określenie optymalnej liczby urządzeń PMU, dla Problemów 1 i 3. Rozwiązanie tu uzyskiwane, w przypadku występowania konwencjonalnych urządzeń pomiarowych i dostępności danych pomiarowych, prowadzi do nadmiarowej liczby urządzeń PMU.

2. ALGORYTMY WYZNACZANIA OPTYMALNEJ LICZBY URZĄDZEŃ PMU W CELU ZAPEWNIENIA OBSERWOWALNOŚCI SYSTEMU

W celu ustalenia optymalnej liczby urządzeń PMU przy rozwiązywaniu Problemów 1-3 zastosowano metodę całkowitoliczbowego programowania liniowego. Metoda wykorzystuje algorytm sympleksowy, który na podstawie pewnych rozwiązań generuje następne rozwiązanie o „lepszej” wartości funkcji celu niż rozwiązanie pierwotne. Procedurę powtarza się aż do chwili uzyskania rozwiązania optymalnego. Na początku każdy problem rozwiązuje się bez uwzględniania klasycznych urządzeń pomiarowych, następnie dla przypadku z ich zastosowaniem.

W przypadku uwzględniania klasycznych urządzeń pomiarowych, jak w algorytmach przedstawionych w pracach (9–11), wykorzystujących tę samą metodę całkowitoliczbowego programowania liniowego, macierze początkowe ulegają korektom bez zmiany ich wymiaru. Dla wyników uzyskanych w powyższy sposób sugeruje się wykorzystanie zasad analizy szczegółowej *a posteriori*. Umożliwiają one wykrywanie nadwyżki urządzeń PMU, jeżeli taka istnieje. Algorytmy pozwalają również na zebranie informacji z węzłów, gdzie instalacja urządzeń PMU jest niezbędna z przyczyn technicznych i ekonomicznych, oraz węzłów, gdzie umieszczenie PMU jest nieuzasadnione lub niemożliwe.

Wybór optymalnej liczby urządzeń PMU w przypadku niemożności instalacji klasycznych urządzeń pomiarowych. Najprościej rzecz ujmując, minimalna liczba urządzeń PMU we wszystkich trzech przypadkach określona jest na podstawie przypuszczenia, że obserwowalność możliwa jest wyłącznie przy wykorzystaniu urządzeń PMU.

Pierwszy typ PMU. W celu wyboru optymalnej liczby urządzeń PMU, zapewniających uzyskanie obserwowalności systemu dla stanu normalnego sieci, rozwiązujemy problem całkowitoliczbowego programowania liniowego (Problem 1) [9].

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}} \mathbf{f}^T \mathbf{x} \\ \mathbf{A}\mathbf{x} \geq \mathbf{g} \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie: A – $n \times n$ asymetryczna macierz przyległości o wartości 0 i 1, n – liczba węzłów, \mathbf{f} i \mathbf{g} – wektory jednostkowe, \mathbf{x} – wektor rozwiązania (binarny wektor całkowitoliczbowy, o wartościach elementów równych 0 lub 1).



Rozwiązanie zależności (1) jest równoznaczne z uzyskaniem obserwowalności wszystkich węzłów rozważanego systemu elektroenergetycznego. Zastąpienie wektora jednostkowego g wektorem, którego elementy są równe 2, zapewnia co najmniej „podwójną” obserwowalność wszystkich węzłów (Problem 3). Wynika z tego, że w przypadku zakłóceń w pracy urządzeń PMU, system nadal pozostaje obserwowalny, ponieważ zbiór urządzeń PMU tworzy grupę niekrytyczną.

W celu określenia minimalnej liczby urządzeń PMU zapewniających obserwowalność systemu przy rozcięciu gałęzi, konieczne jest rozwiązanie problemu całkowitoliczbowego programowania liniowego przedstawionego w pracy [7] (Problem 2).

$$\begin{aligned} \min_x \mathbf{f}^T \mathbf{x} \\ \mathbf{M}^T \mathbf{x} \geq \mathbf{g} \end{aligned} \quad (2)$$

gdzie: $M^T - m \times n$ przekształcona macierz incydencji dla grafu nieskierowanego, m – liczba gałęzi łączących podsystemy, n – liczba węzłów sieci. Elementy rzędu w macierzy M^T , odpowiadające węzłom gałęzi łączących podsystemy $i-j$, są równe jedności. Pozostałe elementy rzędu tej macierzy są równe zeru, f i g – wektory jednostkowe, x – wektor rozwiązania (binarny wektor całkowitoliczbowy o wartościach elementów równych 0 lub 1).

Rozwiązanie zależności (2) pozwala na uzyskanie co najmniej „podwójnej” obserwowalności węzłów sieci bez urządzeń PMU. Po przerwaniu niektórych gałęzi łączących podsystemy uzyskanie obserwowalności jest nadal możliwe, a dane pomiarowe uzyskiwane z dowolnego urządzenia PMU nie są krytyczne.

Pewność zachowania obserwowalności jest szczególnie istotna w przypadku sieci dystrybucyjnych, których topologia podlega częstym zmianom. Problem 2 ma zastosowanie tylko do tej części sieci dystrybucyjnej, w której, w przypadku wyłączenia gałęzi łączących podsystemy, występuje rezerwa mocy (która może być uruchomiona w przypadku wystąpienia wyłączeń w sieci uniemożliwiających zasilanie z dotychczasowych źródeł).

Wymaganie synchronizacji sterowań wszystkich łączy międzysystemowych (podsystemów) w sieci elektrycznej wynikające z zależności (2), może w ogólnym rozrachunku prowadzić do nadmiaru urządzeń pomiarowych PMU.

W niektórych przypadkach analiza rozwiązania zagadnienia (2) *a posteriori* pozwala na dość prostą identyfikację zbędnych (nadmiarowych) urządzeń PMU. Po wytypowaniu grupy PMU określamy liczbę tych urządzeń potrzebną dla każdego węzła, tak by zapewnić obserwowalność sieci. Gdy zapewniona jest obserwowalność węzła i z PMU oraz wszystkich węzłów przylegających do niego, a nieposiadających urządzeń PMU, urządzenie PMU w takim węźle i uznawane jest za zbędne.

Z drugiej strony może się zdarzyć, że rozwiązanie zagadnienia (2) okaże się nieoptymalne, więc nie uda się wskazać w nim zbędnych PMU, podczas gdy w innym przypadku, uzyskanym na przykład poprzez wymuszone umiejscowienie PMU w jednym z węzłów, uda się znaleźć optymalne rozwiązanie. W przypadku wymuszonego umieszczenia PMU w węźle i , kolumny macierzy M^T , odpowiadające poszczególnym węzłom przylegającym do węzła i , należy wyzerować.

Analiza rozwiązania zagadnienia (2) *a posteriori* umożliwia wybór takich urządzeń PMU, które można wykorzystać w Problemie 3. Po pierwsze, dodatkowe urządzenia PMU można zainstalować na węzłach końcowych gałęzi promieniowych (węzłach zwisających). Po drugie, aby zapewnić obserwowalność w przypadku uszkodzenia się poszczególnych PMU, skutkującego utratą obserwowalności węzła, gdzie umieszczone jest PMU, konieczne jest dodanie PMU w węźle przylegającym do największej liczby węzłów z PMU zlokalizowanymi w krytycznych punktach sieci.

Drugi typ PMU. W celu wyboru optymalnej liczby urządzeń PMU, zapewniających obserwowalność dla stanu normalnego sieci (Problem 1), konieczne jest rozwiązanie zależności [11]

$$\begin{aligned} \min_x \mathbf{f}^T \mathbf{x} \\ \mathbf{M} \mathbf{x} \geq \mathbf{g} \end{aligned} \quad (3)$$

gdzie: M – macierz incydencji dla grafu nieskierowanego.

Długość wektorów jednostkowych f oraz g jest równa odpowiednio liczbie gałęzi łączących podsystemy oraz liczbie węzłów sieci. Jeśli elementy wektora g w zależności (3) są wyrażone jako równe 2, można określić



liczbę urządzeń PMU, pozwalającą na utrzymanie stanu obserwowalności niezależnie od rozłączenia którejkolwiek z gałęzi (Problem 2), czy uszkodzenia poszczególnych PMU (Problem 3). Oczywiście zawsze można odpowiednio rozmieścić urządzenia PMU, tak by nie powiełać pomiarów napięcia w tym samym węźle. W takim przypadku wszelkie pomiary będą niekrytyczne, a Problemy 2 i 3 można rozwiązywać jednocześnie. Gałąź promieniowa w Problemie 3 powinna być modelowana jako gałąź z dwoma równoległymi liniami.

Wybór optymalnej liczby urządzeń PMU w przypadku dostępnych danych pomiarowych z systemów pomiarowych klasycznych. System elektroenergetyczny posiada ogromną liczbę węzłów z zerowymi mocami węzłowymi (węzły niegeneracyjne) oraz z konwencjonalnymi urządzeniami mierzącymi napięcia, moce czynne i bierne. Mimo to, w przypadku wielu systemów mamy do czynienia z niecałkowitą obserwowalnością. Obserwowalność można zapewnić tu poprzez pomiary konwencjonalne lub za pomocą urządzeń PMU.

Przeanalizujemy możliwość rozwiązania Problemów 1-3 w celu wyboru optymalnej liczby urządzeń PMU pierwszego i drugiego typu, w celu zapewnienia całkowitej obserwowalności systemu. Jeśli w analizie mają być uwzględnione pomiary klasyczne, konieczna jest modyfikacja elementów macierzy w zależnościach (1) – (3) i/lub wektora g odpowiadającego tym pomiarom.

Analiza pomiaru przepływu mocy. Pomiar przepływu mocy w linii łączącej podsystemy i - j (Problemy 1 i 3) uwzględniany jest w macierzy A poprzez umieszczenie jedynek w rzędzie i (j) macierzy przyległych w tych kolumnach, które odpowiadają węzłom przylegającym do węzła j (i).

W tym przypadku macierz incydencji wejściowej M zostaje zmodyfikowana poprzez dodanie jedynek do rzędu odpowiadającego węzłowi i (j) w kolumnach odpowiadających gałęziom łączącym podsystemy, gdzie j (i) stanowi jeden z ich węzłów.

Ma tu zatem miejsce integracja węzłów i oraz j w jeden wspólny węzeł, gdzie i -ty i j -ty rząd macierzy A oraz M stają się identyczne.

W Problemie 2 pomiar mocy w gałęzi i - j łączącej podsystemy uwzględnia się poprzez wyzerowanie elementów w odpowiednim rzędzie macierzy M^T oraz elementu wektora g odpowiadającego tej gałęzi.

Analiza zerowych wartości mocy węzłowych. W Problemach 1 i 3 macierze A oraz M można utworzyć poprzez dwa podejścia do kwestii zerowych wartości mocy węzłowych.

W pierwszym zerowe moce (prądy) węzłowe można zastąpić przepływami mocy (prądów) w jednej z przylegających do nich gałęzi. Moce (prądy) te można wyznaczyć na podstawie analizy drzewa pomiarów lub w inny dowolny sposób.

Jeżeli nie uda się określić powiązania pomiędzy danym węzłem a rozptywem prądu, nie zawsze udaje się osiągnąć optymalny globalnie stan sieci. Wymiana jednej z gałęzi łączących podsystemy, powiązanej z węzłem innej gałęzi tego typu, może znacznie poprawić rozwiązanie. Niemniej sama konieczność takiej wymiany czyni to rozwiązanie irracjonalnym. Jeżeli w tym samym czasie między gałęziami łączącymi podsystemy a przylegającymi do węzła o zerowej mocy węzłowej znajduje się tzw. gałąź zwisająca, węzeł końcowy tej gałęzi należy połączyć z tym węzłem.

W drugim przypadku zakłada się, że zerowe wartości mocy węzłowych w węźle i zapewniają jego obserwowalność. Taka właściwość wprowadzana jest przez nadanie elementom wektora g , odpowiadającym rzędowi i macierzy A i M , wartości równych zero. W takiej sytuacji wybrana grupa urządzeń PMU może okazać się zbędna, co powinna potwierdzić analiza *a posteriori* uzyskanego rozwiązania.

Przykładowo, rozwiązując Problem 1 dla węzła i z urządzeniem PMU pierwszego typu, sprawdza się, czy wokół PMU znajdują się węzły przylegające bez PMU i węzły o zerowej mocy węzłowej, których obserwowalność umożliwia wyłączenie PMU na węźle i . Nie powinno być takich węzłów. Gdy jednak węzeł zerowy przylega do węzła i , którego obserwowalność zapewnia przynajmniej jedno urządzenie PMU, taka (zerowa) wartość mocy węzłowej odnosi się do węzła i , a instalowanie urządzenia PMU w tym węźle jest zbędne.

Urządzenie PMU w węźle i o zerowej mocy węzłowej jest także niepotrzebne, jeśli tylko obserwowalność tego węzła zapewniają co najmniej dwa PMU i jeśli posiada on nie więcej niż jeden węzeł przylegający j bez PMU, którego obserwowalność zapewniona jest również po wyłączeniu PMU w węźle i . Po usunięciu zbędnych PMU w węźle i wartość mocy węzłowej w tym węźle służy zapewnieniu obserwowalności węzła j .

Analizowane są także inne przypadki występowania zbędnych urządzeń PMU. We wszystkich przypadkach wykrywa się je za pomocą procedury poszukiwania gałęzi łączącej podsystemy, którą można umieścić w powiązaniu z węzłem o zerowej mocy węzłowej, podobnie jak w przypadku procedury poszukiwania maksymalnych skojarzeń na wykresie bichromatycznym [2].



W przypadku Problemu 2 analizuje się węzły o zerowej mocy węzłowej pod kątem korekcji macierzy M^T oraz wektora g . Mogą tutaj wystąpić następujące przypadki:

1. Wartość zerowa mocy węzłowej w węźle i , przystającym do tzw. węzła zwisającego j , zapewnia obserwowalność węzła j , a elementy rzędu macierzy M^T oraz element wektora g związane z gałęzią łączącą podsystemy $i-j$ są równe zeru.
2. Wszystkie elementy kolumny macierzy M^T , odpowiadające węzłowi o zerowej wartości mocy węzłowej, a także elementy wektora g odpowiadające gałęziom $i-k$, łączącym podsystemy, są zerowane, jeśli stopień węzła k jest wyższy lub równy 2. Jeśli stopień węzłów i oraz k wynosi 2, a wartość mocy węzłowej w węźle k nie równa się zeru, element wektora g nie jest zerowany. Usunięcie z wykresu sieci węzłów o stopniu 2 z zerowymi wartościami mocy węzłowych, tak jak zaproponowano w pracy [8], pozwala na pominięcie sprawdzenia warunków końcowych.

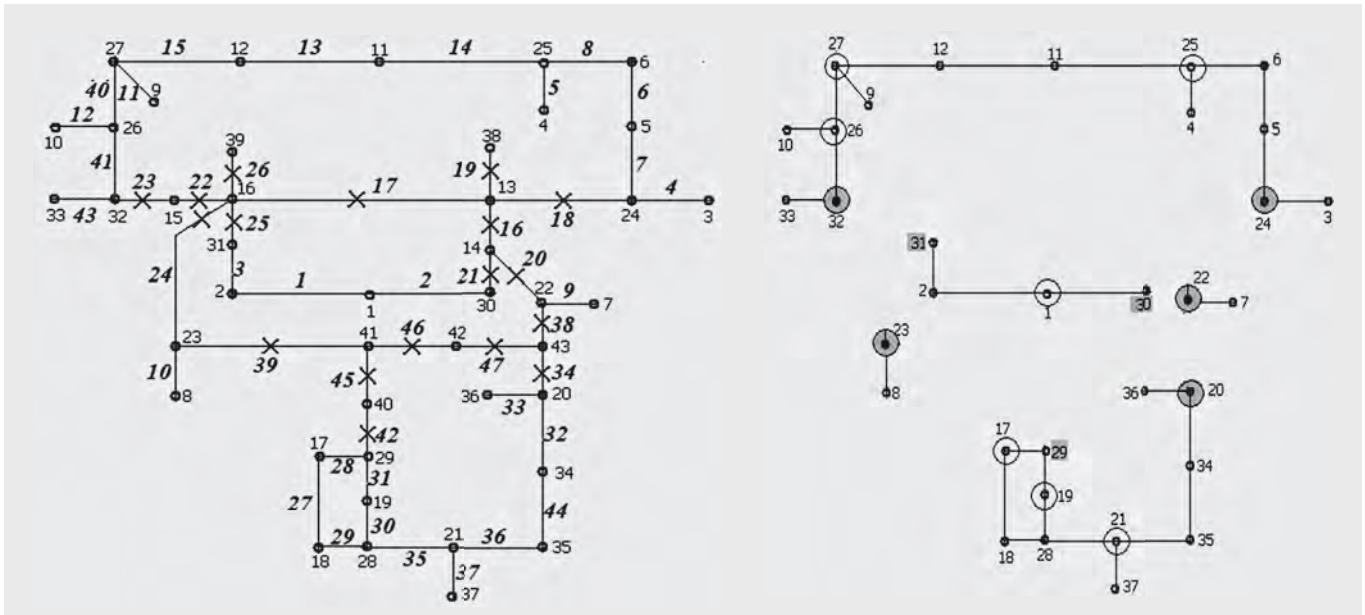
Zastosowanie oprogramowania do analizy obserwowalności topologicznej, w celu wyboru optymalnych urządzeń pomiarowych dla Problemu 1. Procedura całkowitoliczbowego programowania liniowego jest uzasadniona dla wyznaczania optymalnej liczby PMU w sieciach elektroenergetycznych niewyposażonych w klasyczne układy pomiarowe lub wykorzystujące wyłącznie urządzenia PMU.

W układzie częściowo nieobserwowalnym macierz A może być utworzona tylko dla części sieci, która nie posiada obserwowalnych węzłów połączonych wyłącznie z węzłami obserwowalnymi. Po usunięciu takich obserwowalnych węzłów i gałęzi między nimi konieczne trzeba mieć na uwadze fakt, że pozostałe węzły w sieci pozostają obserwowalnymi. Ta procedura może znacznie zredukować problem optymalizacji liczby dodatkowych PMU.

W wyborze dodatkowych urządzeń PMU można także wykorzystać algorytm analizy obserwowalności topologicznej, umożliwiającą: wyznaczenie gałęzi drzewa pomiarowego, podsystemów obserwowalnych i nieobserwowalnych dla sieci o danej topologii; oraz zbiór klasycznych urządzeń pomiarowych [2]. W tym celu konieczne jest przeprowadzenie analizy podsystemów drzewa pomiarowego i wybór węzłów umożliwiających integrację maksymalnej liczby podsystemów drzewa w miejscach instalacji urządzeń PMU. Po wybraniu każdego PMU należy powtórzyć procedurę sprawdzania obserwowalności i analizę skorygowanego drzewa pomiarowego. W celu analizy obserwowalności topologicznej w tym przypadku konieczne jest uporządkowanie i pozostawienie tylko tych urządzeń, gdzie zbieżne są węzły całkowicie obserwowalnych systemów modeli czynnych i biernych. Stwierdzenie „całkowicie obserwowalny” w dużej mierze dotyczy obserwowalności modelu czynnego, ponieważ w podsystemie tego rodzaju nie następuje pomiar napięcia. W tym przypadku model bierny może być zarówno obserwowalny, jak i całkowicie nieobserwowalny, co zależy od umiejscowienia urządzeń pomiarowych w jego obszarze. Następnie, po wytypowaniu każdego dodatkowego urządzenia PMU, można przeprowadzić, z wykorzystaniem oprogramowania do analizy obserwowalności topologicznej modelu biernego, analizę obserwowalności [4].

3. ANALIZA PRZYPADKU

Rysunek 1 przedstawia 43-węzłową sieć rozdzielczą, w której określa się dostępność pomiarów zerowych wartości mocy węzłowych i przepływów mocy w gałęziach. W tab. 1 pokazano wyniki wyboru optymalnej liczby urządzeń PMU pierwszego i drugiego typu dla przypadków rozwiązywania Problemów 1-3. Wszystkie obliczenia przeprowadzono za pomocą oprogramowania opracowanego dla środowiska MATLAB. Uzyskane wyniki przeanalizowano pod kątem występowania brakujących lub zbędnych urządzeń pomiarowych [4].



Rys. 1. 43-węzłowa sieć rozdzielcza z urządzeniami pomiarowymi mocy (x) oraz zerowymi wartościami mocy węzłowej (węzły 20-27, 32); numery gałęzi łączących podsystemy wyróżniono pogrubioną czcionką

Rys. 2. Optymalna liczba urządzeń pomiarowych sieci 43-węzłowej bez gałęzi łączących podsystemy, tylko z węzłami obserwowalnymi

Rys. 2 prezentuje przykład wyboru optymalnego zbioru urządzeń PMU, zbieżnego ze zbiorem określonym w wierszu 2 tab. 1 (Problem 1 w warunkach pomiaru mocy) dla sieci z usuniętymi węzłami obserwowalnymi, które są połączone tylko z węzłami obserwowalnymi. Szare kwadraty przedstawiają pozostałe obserwowalne węzły bez PMU; szare i puste kółka – obserwowalne i nieobserwowalne węzły z zainstalowanymi urządzeniami PMU.

Podczas gdy umieszczenie klasycznych urządzeń pomiarowych na początku i końcu łączy nie ma znaczenia przy rozwiązywaniu Problemów 1 i 2, sytuacja, w której urządzenia pomiarowe należą do jednego i tego samego zdalnego modułu transmisyjnego, może mieć znaczny wpływ na wybór rozwiązania dla Problemu 3. Dzieje się tak dlatego, że wybór optymalnej liczby PMU związany jest z zachowaniem obserwowalności zarówno w przypadku uszkodzenia PMU, jak i RTU. Ponieważ macierz A nie zakłada, czy rozptyw prądów ma związek z RTU, rozwiązanie Problemu 3, w przypadku awarii PMU i RTU, wymaga osobnej analizy w tym kierunku, na przykład przy wykorzystaniu oprogramowania do analizy obserwowalności topologicznej.

Optymalna liczba (zbiór) urządzeń PMU pierwszego typu przedstawiona w wierszu 10 tabeli 1 została określona poprzez założenie, że urządzenia pomiarowe należą do poszczególnych RTU: RTU 1 – 13–14, 13–24, 13–38; RTU 2 – 15–32; RTU 3 – 16–13, 16–15, 16–23, 16–31, 16–39; RTU 4 – 40–29; RTU 5 – 41–40, 41–42; RTU 6 – 43–20, 43–22; RTU 7 – 42–43; RTU 8 – 23–41. W przypadku połączenia urządzeń z RTU 5 oraz RTU 8, RTU 6 i RTU 7 konieczne będzie zainstalowanie dodatkowych urządzeń PMU na węzłach 7 i 8 do tych wskazanych w wierszu 10 tab. 1.

Jednocześnie urządzenia PMU w wierszu 9 w tab. 1 odpowiadają integracji RTU 5 i RTU 8, RTU 6 oraz RTU 7. W przypadku PMU drugiego typu nie rozwiązano Problemu 3 dla przypadku dostępnych konwencjonalnych urządzeń pomiarowych.

Tab. 1. Optymalny zbiór urządzeń dla Problemów 1-3 dla sieci z rys.1

	Problem	Pierwszy typ PMU – numery węzłów (drugi typ PMU – numery linii (gałęzi))
1.	Problem 1, bez urządzeń do pomiaru mocy i zerowych prądów węzłowych	1, 13, 16, 17, 19–27, 32, 41 – 15 PMU (1, 4–6, 9–13, 10–13, 19, 21, 23, 25–27, 30, 33, 37, 42–44, 46, 47 – 23 PMU)
2.	Problem 1, z urządzeniami do pomiaru mocy	1, 17, 19, 20–27, 32 – 12 PMU (1, 4–6, 9–13, 27, 31, 33, 35, 37, 43, 44 – 16 PMU)
3.	Problem 1, z urządzeniami do pomiaru mocy i zerowymi prądami węzłowymi	1, 5, 11, 18, 26, 28, 34 – 7 PMU (1, 6, 12, 14, 15, 21, 27, 31, 35, 3, 44 – 11 PMU)
4.	Problem 2, bez urządzeń do pomiaru mocy i zerowymi prądami węzłowymi	2, 6, 12, 13, 16–27, 30, 32, 35, 40, 42 – 21 PMU (1–16, 19, 21–23, 25–33, 36–39, 41–47 – 40 PMU)
5.	Problem 2, z urządzeniami do pomiaru mocy	1, 6, 12, 17–27, 31, 32, 34 – 17 PMU (1–3, 6–8, 13–15, 26–32, 36–41, 44 – 23 PMU)
6.	Problem 2, z urządzeniami do pomiaru mocy i zerowymi prądami węzłowymi	1, 5, 12, 17–19, 21, 25, 26, 31, 34 – 11 PMU (1–15, 27–33, 36, 37, 39, 41, 43, 44 – 28 PMU)
7.	Problem 3, bez urządzeń do pomiaru mocy i zerowymi prądami węzłowymi	1, 3, 4, 6–10, 12, 13, 16, 17, 20–33, 35–39, 41, 42 – 33 PMU (1–3, 4, 5, 6–8, 9–12, 13–15, 19–23, 25–32, 33, 36, 37, 38, 42, 43, 44–47 – 47 PMU)
8.	Problem 3, z urządzeniami do pomiaru mocy	1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 39 – 28 PMU
9..	Problem 3, z urządzeniami do pomiaru mocy i zerowymi prądami węzłowymi	1, 2, 6, 12, 18, 24, 25, 27–29, 32, 34, 35, 38, 39 – 15 PMU

4. WNIOSKI

Opracowane i zaimplementowane w środowisku MATLAB algorytmy pozwalają na określenie optymalnej (minimalnej) liczby urządzeń PMU dla normalnego stanu pracy sieci elektroenergetycznej. Opracowane algorytmy pozwalają na zapewnienie obserwowalności topologicznej systemu w przypadkach: uszkodzenia poszczególnych linii łączących podsystemy, niedostępności pomiarów oraz w przypadku zainstalowania bądź braku zainstalowania klasycznych urządzeń pomiarowych. Oprogramowanie przetestowano na dużej liczbie modeli systemów testowych oraz na rzeczywistych systemach elektroenergetycznych.

BIBLIOGRAFIA

- Gamm A.Z., Methodological problems in state estimation and identification in electric power systems, Problems of estimation and identification in energy systems, Irkutsk: SEI SO AN SSSR, 1974, pp. 29–51 (in Russian).
- Gamm A.Z., Golub I.I., Kesselman D.Y., Observability of electric power systems, *Elektrichestvo*, 1975, no. 9, pp. 1–7 (in Russian).
- Clements K.A. and Wollenberg B.F., An algorithm for observability determination in power system state estimation, Proc. IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, CA, Jul. 1975, paper A75 447–3.
- Golub I.I., Synthesis of the system of information and measurement support for CDCS of EPS, *Energetika i transport*, 1989, no. 2, pp. 19–27 (in Russian).
- Gamm A.Z., Golub I.I., Observability of electric power system, *Nauka*, 1990, pp. 220 (in Russian).
- Golub I.I., Consideration of reliability at the synthesis of data acquisition systems, Information support of dispatching control in electric power industry, Novosibirsk, *Nauka*, 1985, s. 169–175 (in Russian).
- Makletsov A.M., Rusanov A.I., Fedorov D.A., Optimization of check measurements in EPS, Information support of dispatching control in electric power industry, Novosibirsk, *Nauka*, 1985, pp. 181–184 (in Russian).
- Chakrabarti S., Kyriakides E., Optimal placement of phasor measurement units for power system observability, *IEEE Trans. Power Syst.*, 2008, vol. 23, no. 3, pp. 1433–1440.
- Bei Gou, Generalized integer linear programming formulation for optimal PMU placement, *IEEE Trans. Power Syst.*, 2008, vol. 23, no. 3, pp. 1099–1104.
- Abbasy N.H., Yfnafy M.I., A unified approach for the optimal PMU location for power system state estimation, *IEEE Trans. Power Syst.*, 2009, vol. 24, no. 2, pp. 806–813.
- Emami R., Abur A., Robust measurement design by placing synchronized phasor measurements on network branches, *IEEE Trans. Power Syst.*, 2009, vol. 25, no. 1, pp. 38–44.