



TECHNIKA, EKONOMIA, ORGANIZACJA

ELEKTROENERGETYKA

Numer 3, 2003 (46)

3'03

SPIS TREŚCI

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Planowanie pozycji kontraktowej przy zróżnicowanych cenach rynku bilansującego	1
-----------------------------------------------------------------------------------------	---

ROZWÓJ HVDC

Układ przesyłowy prądu stałego Włochy – Grecja	7
------------------------------------------------------	---

EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Zastąpienie wyeksploatowanych autotransformatorów 160 MVA, 220/115 kV przeciążalnymi jednostkami o zmniejszonej mocy znamionowej	16
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

PROCES WYŁĄCZANIA TURBOGENERATORA

Wykorzystanie synchronoskopu w procesie wyłączania turbogenerators z systemu elektroenergetycznego	22
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wpływ algorytmu pomiarowego na wartości parametrów jakościowych energii elektrycznej	29
-----------------------------------------------------------------------------------------------	----

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

JAROSŁAW ARABAS

Politechnika Warszawska

ŁUKASZ ADAMOWICZ

Transition Technologies SA

PLANOWANIE POZYCJI KONTRAKTOWEJ PRZY ZRÓŻNICOWANYCH CENACH RYNKU BILANSUJĄCEGO^{*)}

Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną stanowi od dawna jedno z podstawowych zadań spółki dystrybucji, która dokonuje zakupów energii elektrycznej na rynku hurtowym, aby zapewnić zapotrzebowania odbiorców na rynku lokalnym. Znając prognozę zapotrzebowania i chcąc zmniejszyć ryzyko ceny na rynku hurtowym, spółki starają się zawierać kontrakty na segmentach rynku obarczonych niewielkim ryzykiem (kontrakty dwustronne) lub ryzykiem dającym się ograniczyć (transakcje giełdowe) i unikać najbardziej ryzykownego segmentu bilansującego. W rezultacie, poprzez zawieranie odpowiednich kontraktów, spółki określają swoją pozycję kontraktową, od której odchylenia stanowią podstawę rozliczeń w segmencie bilansującym rynku energii.

Niniejszy tekst jest poświęcony temu właśnie problemowi. Rozważany jest przypadek planowania krótkoterminowego (typowo na 48 godzin naprzód), z rozdzielczością godzinową.

Powszechnie stosowaną praktyką postępowania przy prognozowaniu zapotrzebowania jest stworzenie modelu matematycznego łącznego zapotrzebowania generowanego przez odbiorców indywidualnych. Model taki opisuje związki między wartościami historycznymi zapotrzebowania oraz, w miarę potrzeby, dodatkowych wielkości, np. temperatury. Prognoza jest tworzona przy założeniu, że zamodelowane związki będą obowiązywać również w przyszłości. Dobrym przykładem takiej metody jest model ARMAX, powszechnie stosowany w narzędziach prognostycznych.

Proces modelowania polega na wykorzystaniu danych historycznych. Dla tych danych dokonywane jest porównanie prognozy modelu z rzeczywistą wartością zapotrzebowania. Modelowanie polega w tym ujęciu na poszukiwaniu takiego zestawu parametrów, który daje najmniejszy błąd kwadratowy prognozy na danych historycznych.

Naszkicowany powyżej sposób postępowania jest obecnie powszechnie stosowany i cieszy się dużym zainteresowaniem zarówno teoretyków, jak i praktyków (patrz przegląd narzędzi [2] czy też przegląd metod [3]). Jednak bezpośrednio użycie prognozy zapotrzebowania do planowania pozycji kontraktowej, polegające na minimalizacji błędu prognozy, nie uwzględnia realiów cenowych rynku energii – zróżnicowania cen rozliczeniowych. Utożsamienie planowanej pozycji kontraktowej z wynikiem prognozy zapotrzebowania jest uprawnione jedynie w przypadku ceny rozliczeniowej niezależnej od kierunku i wielkości odchylenia, podczas gdy obecnie mamy do czynienia już z trzema wartościami cen rozliczeniowych. Co więcej, założenie o normalnym rozkładzie kosztów rozliczania odchyłek (będące podstawą teoretyczną metod minimalizujących błąd kwadratowy) wydaje się również być dość dyskusyjne. Użytkownicy oprogramowania do prognozowania zapotrzebowania dostrzegają potrzebę uwzględnienia kryteriów kosztowych w procesie planowania pozycji kontraktowej [4], lecz jak dotychczas, narzędzia takie na polskim rynku nie są powszechnie znane.

^{*)} Materiał (w zmienionej formie) był zaprezentowany na konferencji RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ, zorganizowanej przez Politechnikę Lubelską 7 – 9 maja 2003 r. w Kazimierzu Dolnym.

W niniejszym artykule przedstawiono sposób planowania pozycji kontraktowej, uwzględniający realia rynkowe. Zasada metody polega na modyfikacji funkcji, podlegającej minimalizacji w procesie modelowania: zamiast błędu kwadratowego prognozy (jak ma to miejsce przy prognozowaniu zapotrzebowania) użyty jest koszt bilansowania (przy założonej lub odczytanej z danych historycznych strukturze cen w kolejnych godzinach). Zamieszczono wyniki symulacyjnej analizy porównawczej wyników, wskazując na zalety i cechy charakterystyczne omawianej metody.

ZAŁOŻONA KLASA MODELI

Założmy, że proces zapotrzebowania na energię jest szeregiem czasowym, który da się opisać za pomocą równania autoregresyjnego ARX [7]:

$$y(t) = \sum_{k=1}^{na} a_k y(t-k) + \sum_i \sum_{k=1}^{nbi} b_{ik} u_i(t-k) + e(t), \quad (1)$$

gdzie $y(t)$ jest wielkością „wiodącą” (w naszym przypadku: zapotrzebowaniem), $u_i(t)$ są wielkościami „pomocniczymi” (np. temperatura, wilgotność itp.), zaś $e(t)$ jest czynnikiem losowym o rozkładzie normalnym. Wartości a_k, b_{ik} są parametrami równania szeregu czasowego.

Modelowanie procesu zapotrzebowania polega na próbie odtworzenia współczynników równania (1). W tym celu tworzy się model autoregresyjny ARX postaci:

$$y'(t) = \sum_{k=1}^{na} a'_k y(t-k) + \sum_i \sum_{k=1}^{nbi} b'_{ik} u_i(t-k), \quad (2)$$

gdzie $y'(t)$ jest prognozą szeregu czasowego, zaś a'_k, b'_{ik} to parametry modelu, których wartości są poszukiwane w procesie modelowania (identyfikacji).

Założmy, że wykonujemy prognozę wartości szeregu czasowego dla pewnego okresu $(t_0+1)..(t_0+h)$. Ze względów obliczeniowych, błąd takiej prognozy wyraża się w postaci błędu średniokwadratowego:

$$E(t_0, h) = \frac{1}{h} \sum_{t=t_0+1}^{t_0+h} (y'(t) - y(t))^2, \quad (3)$$

lub niekiedy w postaci pierwiastka tego błędu:

$$E(t_0, h) = \left(\frac{1}{h} \sum_{t=t_0+1}^{t_0+h} (y'(t) - y(t))^2 \right)^{1/2}. \quad (4)$$

Można udowodnić, że minimalizacja błędu (3) prowadzi do takiego modelu, który jest *estymatorem nieobciążonym* szeregu czasowego. Dla takiego modelu, błąd prognozy ma rozkład normalny o zerowej wartości oczekiwanej, przy czym wartość standardowego odchylenia rozkładu błędu wynika z wartości standardowego odchylenia czynnika losowego $e(t)$.

Założmy, że opracowujemy nie prognozę zapotrzebowania, lecz plan pozycji kontraktowej i zamierzamy w procesie modelowania uwzględnić realia rynkowe, w których podstawowym kryterium jakości podejmowanych decyzji jest ich koszt. W procesie modelowania należy zatem minimalizować nie błąd średniokwadratowy prognozy, lecz raczej koszt bilansowania przy planowanej pozycji kontraktowej:

$$K(t_0, h) = \frac{1}{h} \sum_{t=t_0+1}^{t_0+h} k(y'(t) - y(t)), \quad (5)$$

gdzie $k(y'(t) - y(t))$ jest kosztem bilansowania godziny t , zaś $K(t_0, h)$ – średnim kosztem bilansowania godziny w okresie $t_0+1..t_0+h$.

Minimalizacja błędu średniokwadratowego prognozy jest równoważna minimalizacji kosztu bilansowania jedynie wówczas, gdy jednostkowe koszty zakupu i sprzedaży energii na ryn-

ku bilansującym są sobie równe. W przeciwnym przypadku, minimalizacja błędu średniokwadratowego i kosztu bilansowania może prowadzić do odmiennych modeli.

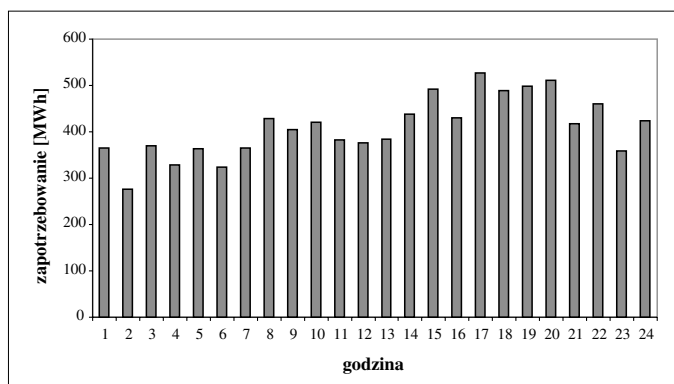
Z obliczeniowego punktu widzenia, minimalizacja kosztów bilansowania utrudnia zadanie modelowania, gdyż bez dodatkowych założeń o klasie funkcji kosztu, uniemożliwia zastosowanie efektywnej numerycznie metody najmniejszych kwadratów do identyfikacji modelu. W zamian, pozostaje korzystanie z metod numerycznych minimalizacji funkcji [5,6]. Jednakże, jak przekonamy się analizując przykład obliczeniowy, trud ten może się opłacić, gdyż przekłada się na znaczące korzyści ekonomiczne.

Przykład obliczeniowy

Niech modelowany przebieg jest opisany równaniem AR:

$$y(t) = 0,6y(t-24) + 0,4y(t-48) + e(t). \quad (6)$$

Czynnik losowy $e(t)$ ma rozkład normalny o zerowej wartości oczekiwanej. Wartość średnia wygenerowanego przebiegu wynosi 409 MWh, standardowe odchylenie jest równe 74,1 MWh, zaś uśredniony przebieg dobowy jest przedstawiony na rysunku 1. Pierwsze dwie doby przebiegu stanowią dane pochodzące z jednej ze spółek dystrybucyjnych, przemnożone przez arbitralnie założony współczynnik. Kolejne 1000 próbek zostało wygenerowanych z równania (6). Jak można się przekonać, przebieg ten jest typowym przebiegiem zapotrzebowania stanowiącego sumę niewielkich odbiorów i wykazuje charakterystyczną dobową zmienność.



Rys. 1. Uśredniony przebieg zmian zapotrzebowania w przebiegu testowym

Założmy, że ceny na rynku bilansującym kształtują się następująco (na podstawie [1]):

$CRO=100$ zł/MWh, $CRO_S=70$ zł/MWh, $CRO_Z=300$ zł/MWh, zaś cena średnia w kontraktach dwustronnych CKB wynosi 100 zł/MWh.

Oznacza to, że w pasmie 1% wartości zapotrzebowania jednostkowe koszty dodatkowe bilansowania są zerowe, zaś poza tym pasmem wynoszą odpowiednio 30 zł/MWh przy przekontraktowaniu i 200 zł/MWh przy niedokontraktowaniu.

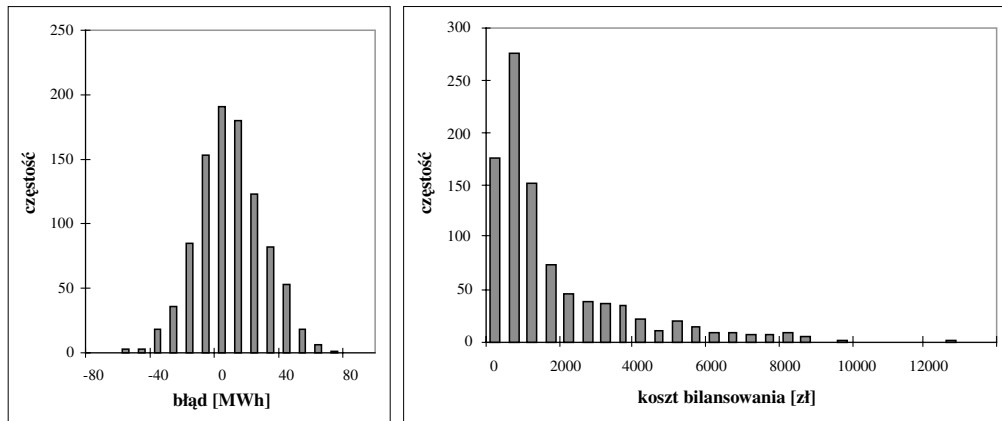
Założmy, że model zapotrzebowania jest klasy AR i ma postać funkcyjną:

$$y(t) = a_1y(t-24) + a_2y(t-48). \quad (7)$$

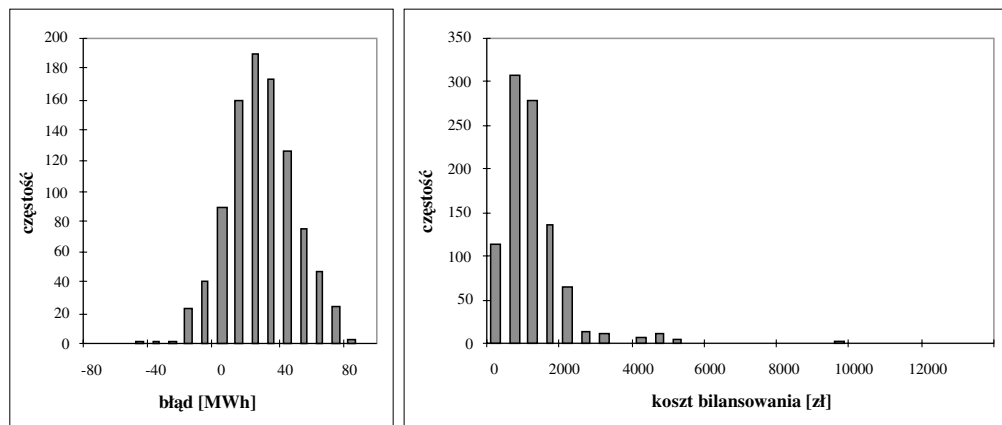
Wynikiem minimalizacji błędu średniokwadratowego (3) jest, zgodnie z oczekiwaniem, model o wartościach parametrów $a_1=0,6$, $a_2=0,4$. Pierwiastek błędu średniokwadratowego (4) tego modelu jest równy 19,7 MWh (4,82 %). Rozkłady błędu średniokwadratowego i kosztu bilansowania są przedstawione na rysunku 2. Jak można zauważyć rozkład błędu jest, zgodnie z przewidywaniem, rozkładem normalnym. Średni koszt bilansowania jednej godziny wynosi natomiast 1316 zł.

Rozważmy teraz planowanie pozycji kontraktowej polegające na minimalizacji kosztu bilansowania. Wynikiem jest model o wartościach parametrów $a_1=0,641$, $a_2=0,405$. Średni koszt bilansowania jednej godziny jest równy 751 zł i w porównaniu z kosztem modelu minimalizującego

błąd kwadratowy, jest mniejszy o 565 zł. W świetle tego, że średnie zapotrzebowanie godzinowe wynosi 409 MWh, daje to oszczędności na poziomie 1,38 zł/MWh. W skali 30 dni jest to zmniejszenie kosztu bilansowania o 406 500 zł.



Rys. 2. Histogramy: błędu modelowania oraz średniego kosztu bilansowania dla modelu minimalizującego błąd średniokwadratowy

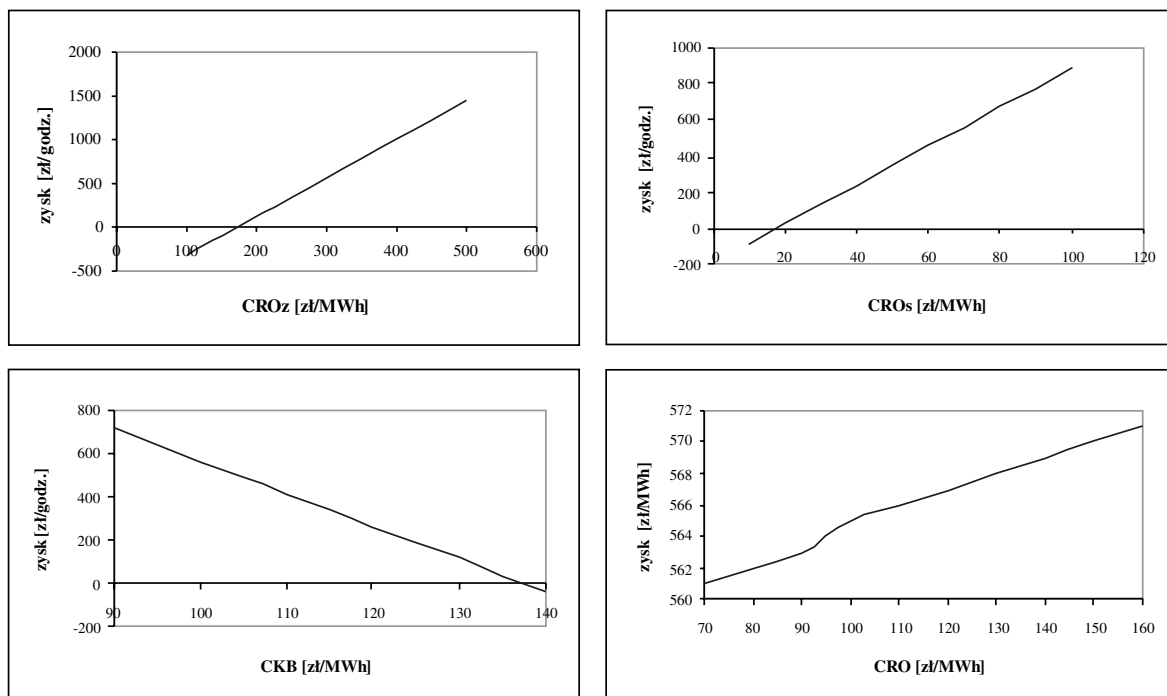


Rys. 3. Histogramy: błędu modelowania oraz średniego kosztu bilansowania dla modelu minimalizującego średni koszt bilansowania

Błąd planowanej pozycji kontraktowej w stosunku do wykonania (rys. 3) nie ma już rozkładu normalnego o zerowej wartości oczekiwanej, lecz jest wyraźnie „zdeformowany” – większość wartości błędów jest zawarta w strefie niskich cen rozliczeniowych, model ma tendencję do zawyżania pozycji kontraktowej ponad wykonanie (gdyż mniejszą stratę poza strefą cen CRO ponosi się odsprzedając niż dokupując energię). W rezultacie, wartość pierwiastka błędów średniokwadratowych wynosi 27,3 MWh (6,67%) i jest wyraźnie wyższa niż dla modelu stworzonego z myślą o minimalizacji tego właśnie błędów.

WRAŻLIWOŚĆ WYNIKÓW MODELOWANIA KOSZTOWEGO NA POZIOMY CEN

Przytoczone wyniki są bardzo obiecujące, jednak słabym punktem może się wydawać konieczność założenia pewnych poziomów cen rozliczeniowych. Przy innych wartościach cen niż założone, korzyści z zastosowania minimalizacji kosztu mogą ulec zmianie lub wręcz stać się stratami. Przyjrzyjmy się wrażliwości wyniku – średniego zmniejszenia kosztu bilansowania w porównaniu do wyniku minimalizacji błędów kwadratowych – na poziomy cen rozliczeniowych (rys.4).



Rys. 4. Wrażliwość zysku (wartości zysku godzinowego ze stosowania minimalizacji kosztów w porównaniu z minimalizacją błędu średniokwadratowego) na zmiany poszczególnych cen w odniesieniu do zestawu cen $CRO_S=300$ zł/MWh, $CRO_Z=70$ zł/MWh, $CRO=100$ zł/MWh, $CKB=100$ zł/MWh

Wrażliwość na poziom CRO jest znikoma. Tak więc poziom tej ceny nie ma większego wpływu na koszty bilansowania, gdyż cena ta obowiązuje jedynie w wąskim pasmie zakresu błędów. Można się spodziewać, że wpływ CRO na koszt bilansowania będzie tym istotniejszy, im mniejsza jest procentowa wartość błędów prognozy. Znacznie większy wpływ na uzyskiwane wyniki mają zmiany poziomów CRO_S i CRO_Z . Poziom $CRO_Z=170$ zł/MWh przy utrzymanym poziomie CRO_S jest granicą opłacalności stosowania opisywanego podejścia; podobnie zmniejszenie ceny CRO_S do wartości 25 zł/MWh (co wydaje się być raczej mało prawdopodobne) przy utrzymanej CRO_Z . Jak można się przekonać, inne niż założone w czasie modelowania poziomy cen zmniejszają wprawdzie korzyści wynikające ze stosowanego podejścia, lecz w szerokim zakresie zmienności cen nie prowadzą do powstawania strat.

Model minimalizujący koszty bilansowania został utworzony dla założonego poziomu kosztu jednostkowego pozyskania energii poza rynkiem bilansującym CKB . Dlatego warto przeanalizować wpływ zmian poziomu tej ceny w stosunku do założonego podczas modelowania na zysk ze stosowania modelowania kosztowego. Jak się okazuje, wpływ ten jest dość znaczny, przy czym im wyższy poziom ceny CKB , tym mniej opłacalny staje się model minimalizujący koszt bilansowania w porównaniu z modelem minimalizującym błąd. W naszym przykładzie, granica opłacalności to $CKB=137$ zł/MWh.

WNIOSKI

Zróznicowanie cen na rynku bilansującym wymaga zastosowania narzędzi modelowania uwzględniających realia rynkowe. W artykule pokazano, że nawet perfekcyjny model przebiegu zapotrzebowania (z punktu widzenia odtworzenia parametrów szeregu czasowego opisujących ten przebieg) nie pozwala na minimalizację kosztów bilansowania zaplanowanej pozycji kontraktowej w warunkach zróżnicowanych cen sprzedaży i zakupu, jeśli pozycja ta jest równa prognozie zapotrzebowania. Minimalizację kosztów bilansowania można natomiast osiągnąć przyjmując ją jako kryterium modelowania. Jak można się przekonać z przytoczonych danych, poczynione oszczędności mogą być znaczne. Co więcej, nawet niedokładne spełnienie cen rozliczeniowych, zakładanych w czasie modelowania, w szerokim zakresie zmian tych cen zmniejsza

jedynie wartość godzinową oszczędności kosztów bilansowania, nie zmieniając planowanych oszczędności w poniesione straty.

Wynik planowania pozycji kontraktowej uzyskanej w opisany powyżej sposób jest zgodny z praktyką handlową spółek – przekontraktowanie powyżej prognozowanego poziomu zapotrzebowania jest sposobem prowadzenia handlu obserwowanym na rynku. Należy jednak zwrócić uwagę na podstawową różnicę między przekontraktowaniem „eksperckim” a uzyskanym za pomocą opisywanego podejścia. Różnica polega na *optymalności* przekontraktowania – zaplanowana pozycja kontraktowa, uzyskana w opisywany wyżej sposób, daje *najmniejszą wartość oczekiwaną kosztów bilansowania* – właściwość, której nie można zagwarantować przy podejściu „eksperckim”.

LITERATURA

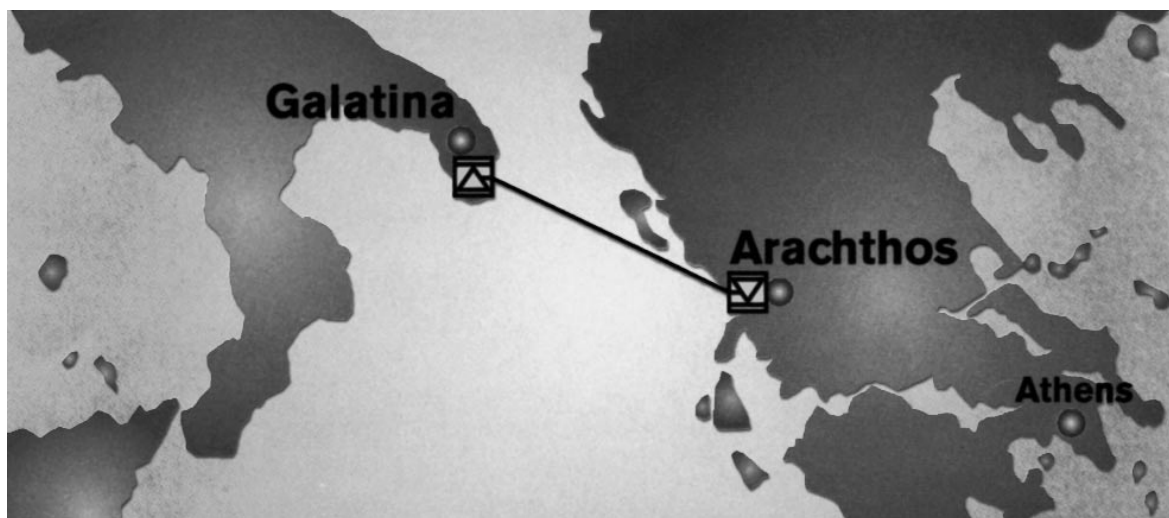
- [1] <http://cire.pl/RB/ceny>.
- [2] Jarosław Arabas, Marek Mościcki, Arkadiusz Piłat: *Narzędzia wspomagające prace pionu handlowego OHT wytwórcy*, Mat. IX Konf. Rynek Energii Elektrycznej, 2002.
- [3] Adam Misiorek, Tomasz Piesiewicz: *Praktyczne wykorzystanie technik informatycznych w prognozowaniu zapotrzebowania na energię elektryczną*, Mat. VIII Konf. Rynek Energii Elektrycznej, 2001, str. 129–133.
- [4] Paweł Modzelewski: *Wpływ dokładności prognozy zapotrzebowania energii elektrycznej na sytuację finansową Spółki Dystrybucyjnej*, referat na warsztatach Prognozowanie mocy i zapotrzebowania na energię elektryczną jako jedna z dróg redukcji kosztów, IDWE, Warszawa, 2002.
- [5] William Press i inni: *Numerical Recipes in C*, Cambridge University Press.
- [6] Andrzej Stachurski, Andrzej Wierzbicki, *Podstawy optymalizacji*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2001.
- [7] Aleksander Weron: *Prognozowanie cen w warunkach rynku energii elektrycznej*, referat zaprezentowany na warsztatach „Prognozowanie mocy i zapotrzebowania na energię elektryczną jako jedna z dróg redukcji kosztów”, IDWE, Warszawa, 2002.

ROZWÓJ HVDC

A. **GIORGI, R. RENDINA**, Enel-terna, Włochy
G. **GEORGANTZIS**, PPC, Grecja
C. **MARCHIORI, G. PAZIENZA**, EnelPower, Włochy
S. **CORSI, C. PINCELLA, M. POZZI**, CESI, Włochy
K. **DANIELSSON, H. JONASSON**, ABB, Szwecja
A. **ORINI**, Pirelli, Włochy

UKŁAD PRZESYŁOWY PRĄDU STAŁEGO WŁOCHY – GRECJA

Nowe wysokonapięciowe łącze prądu stałego (HVDC) Włochy – Grecja jest obecnie najgłębszym połączeniem podmorskim na świecie (1000 m). Zawiera ono także jeden z najdłuższych na świecie odcinek kabla ziemnego. Konsekwencją tych parametrów była konieczność przeprowadzenia szeroko zakrojonej serii prób i badań fabrycznych a także w miejscach zainstalowania urządzeń, mających na celu weryfikację rozwiązań i wykonawstwa robót. Proces ten został zaprezentowany na sesji plenarnej CIGRE w sierpniu 2002 roku.



Rys. 1. Mapa międzynarodowego łącza HVDC

Włosko-greckie dwukierunkowe 500 MW łącze HVDC /znane jako GRITA/, biegnące między Galatina a Arachthos (rys. 1), składa się z jednobiegunowego kabla, wody morskiej jako drogi dla prądu powrotnego oraz systemowo komutowanych dwunastopulsowych mostków tyrystorowych. Projekt przewiduje możliwość rozbudowy łącza do układu dwubiegunowego o zdolności przesyłowej 1000 MW oraz charakteryzuje się nowoczesnością i niezawodnością rozwiązań technicznych stacji przekształtnikowych (kabel DC, zawory tyrystorowe, transformatory przekształtnikowe, filtry AC/napięcia przemiennego/ i DC/napięcia stałego/, dławiki wygładzające, aparatura rozdzielni AC i DC), a także nowoczesnym układem sterowania i zabezpieczeń (sterowanie zapłonem przekształtnika oraz przesyłem mocy, regulacja częstotliwości, telekomunikacja międzystacyjna, sterowanie i nadzór stacji).

Łącze HVDC, którego uruchomienie nastąpiło w roku 2001, stanowi pierwsze powiązanie systemu elektroenergetycznego Unii Europejskiej /UE/ z Grecją, a poprzez Grecję z producentami w Albanii i Turcji, wzmacniając pierścień śródziemnomorski oraz stwarzając zachętę do handlu energią elektryczną między wschodem i zachodem. Unia Europejska pokryła 40 proc. całkowitego kosztu budowy łącza, ponieważ wzmocnienie systemu elektroenergetycznego jest jednym z priorytetów Unii.

Uruchomienie łącza spowodowało obniżenie kosztów ruchowych obu systemów przesyłowych, poprawiło ich stabilność i odporność na skutki zakłóceń oraz przez odpowiedni podział rezerwy mocy czynnej spowodowało wzrost elastyczności i niezawodności pracy obu systemów.

CHARAKTERYSTYKI ROZWIĄZAŃ TECHNICZNYCH

Do każdej stacji przekształtnikowej są przyłączone dwie linie 400 kV, mające powiązanie z siecią rozdzielczą 150 kV. Oba systemy napięcia przemiennego są w stanie dostarczać 140 MVAR oraz pobierać 100 MVAR. Maksymalna moc bierna przy pracy jednej baterii wynosi 100 MVAR. Węzły 400 kV, do których są przyłączone stacje przekształtnikowe, są mocowo porównywalne do możliwości przesyłowej łącza prądu stałego. Minimalna krotność prądu zwarciovego po stronie greckiej wynosi 5-plus, a po stronie włoskiej 7-plus.

Minimalna moc operacyjna łącza wynosi 50 MW, przy czym może ono pracować z prądem obciążenia 1000 A, przy obniżonym do 320 kV napięciu stałym. Przy obciążeniu 500 MW i temperaturze otoczenia 40°C straty związane z konwersją są gwarantowane na poziomie 7 MW, natomiast straty w linii prądu stałego w granicach 14 MW. Dla przyjętego rozwiązania praca łącza jest dozwolona, jeśli przynajmniej jedna z linii 400 kV jest załączona (przy minimalnej mocy zwarcioviej 3600 MVA po stronie włoskiej i 2800 MVA po stronie greckiej). W przypadku uszkodzenia („wypadnięcia” z pracy) jednej linii elektrodowej, znamionowa zdolność przesyłowa układu zostaje automatycznie zredukowana (maksymalna wartość prądu zostaje zmniejszona do 900 A), natomiast przy przekroczeniu dozwolonej granicy temperatury tyristorów moc przesyłana podlega stopniowej 5-procentowej redukcji. Wzrost temperatury otoczenia poza dozwoloną granicę lub niedyspozycyjność rezerwowego systemu chłodzenia powoduje natychmiastowe „zamrożenie” nastawy prądowej.

Procedury ruchowe, takie jak przyłączenie/odłączenie bieguna wysokonapięciowego, wybór kierunku przepływu mocy, związane z tym operacje łączeniowe, podobnie jak konwencjonalne procedury ruchowe, są następująco określone:

- Wolna zmiana: w tym trybie zmniejszenie mocy dokonuje się przy ustalonym nachyleniu szybkości zmian (max 999 MW/min) do technicznego minimum, kiedy przekształtniki zostają zablokowane. Deblokada zaworów i uzyskanie nowego poziomu mocy z odwróconym kierunkiem przepływu są możliwe dopiero po automatycznej 10-minutowej przerwie na dejonizację. Tego rodzaju procedura jest dozwolona 1000 razy/rok.

- Próba napięciowa linii: na linię DC zostaje podane napięcie z jednej stacji przekształtnikowej, na drugim końcu linia jest otwarta. Próba ma na celu sprawdzenie stanu izolacji linii.

- Rezerwowe sterowanie synchroniczne w przypadku utraty łączności: jeśli funkcja ta została programowo dopuszczona (z obu stacji przekształtnikowych), to jej uaktywnienie następuje samoczynnie, umożliwiając zmianę wartości mocy lub prądu z zachowaniem automatycznej synchronizacji stacji.

- Próby ponownego uruchomienia (restartu) łącza DC po jego awaryjnym wyłączeniu przez zabezpieczenie: jeśli funkcja ta została programowo dopuszczona (z obu stacji), to, zanim nastąpi zablokowanie łącza, umożliwia ona automatyczną realizację trzech prób restartu (dwóch przy pełnej wartości napięcia, jednej przy obniżonym napięciu).

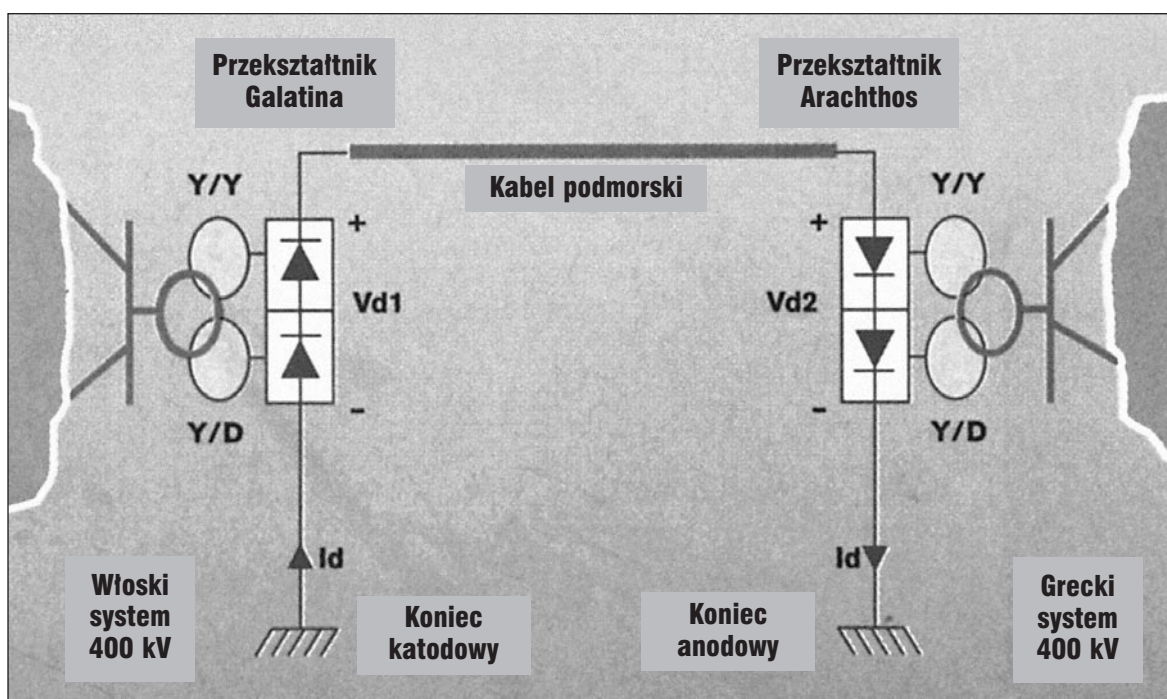
- Regulacja częstotliwości w przypadku wydzielenia w formie wyspy fragmentu systemu elektroenergetycznego wokół stacji przekształtnikowej: jeśli funkcja ta została programowo dopuszczona, to uaktywnienie regulacji częstotliwości następuje automatycznie.

- Szybka inwersja (zmiana kierunku) przepływu mocy w przypadku wydzielenia wokół stacji przekształtnikowej w formie wyspy fragmentu systemu elektroenergetycznego: jeśli funkcja ta została programowo dopuszczona, to jej uaktywnienie następuje automatycznie. Procedura ta po-

woduje, przy zadanej szybkości zmian (maks. 999 MW/s), zmniejszenie mocy do technicznego minimum. Tego rodzaju operację dopuszcza się 10 razy w roku.

Założenia projektowe

Zebrane doświadczenia w zakresie przesyłu energii za pomocą prądu stałego, mimo swej wielkiej wartości poznawczej, nie zawsze w sposób bezpośredni nadają się do powielania przy okazji nowej inwestycji. Wynika to z bardzo szybkiej ewolucji w technologii budowy łączy prądu stałego oraz z kilku zaledwie instalacji tego typu budowanych rocznie, co w sposób istotny ogranicza ich standaryzację. Wszystko to sprawiło, że szczegółowa weryfikacja projektu całego systemu przesyłowego HVDC, łącznie z bardzo szeroko zakrojonym programem prób i badań, stały się niezbędne. Enel i PPC opracowały szczegółowe specyfikacje, proces przetargowy odbywał się na zasadzie skrupulatnej oceny szczegółów rozwiązań technicznych przedstawionych przez producenta systemu. Plan badań fabrycznych i uruchomieniowych w odniesieniu do każdej stacji przekształtnikowej oraz łączy jako całości, pracującego w normalnych, nietypowych oraz zakłóceńowych warunkach ruchowych, podlegał rygorystycznemu sprawdzeniu.



Rys. 2. Schemat elektryczny łącza

Udziałowcy

Tabela 1

Właściciel/operator	Enel-Terna, Powszechne Towarzystwo Energetyczne
Główny kontrahent	EnelPower
Doradztwo techniczno-projektowe	CESI
Projekt i wykonawstwo fabryczne	Pirelli Cavi E Sistemi Energia, ABB
Regulator	Niezależni operatorzy systemowi Włoch i Grecji

Opis systemu

Kable

Przewód kabla jest wykonany z centralnego rdzenia miedzianego otoczonego czterema odpowiednio ukształtowanymi segmentami miedzianymi, dzięki czemu uzyskano efektywny przekrój poprzeczny 1250 mm². Na przewód ten jest bardzo szczelnie nawinięta impregnowana specjalna izolacyjna taśma papierowa. Jako zapórę przed wilgocią wybrano płaszcz ze stopu ołowio-

wo-antymonowego, który pokryty jest bezpośrednio antykorozyjną powłoką polietylenową. Następnie nałożone są taśmy poliestrowe wzmocnione taśmami ze stali galwanizowanej (dwie warstwy). Uzbrojenie kabla składa się z dwóch warstw, nawijanych przeciwspiralnie, galwanizowanych, bardzo mocnych drutów stalowych. Znaczna długość kabla podmorskiego wymagała dwukrotnego rejsu kablowca Giulio Verne firmy Pirelli, wyposażonego w platformę obrotową o nośności 7000 ton. Użycie platformy obrotowej przy zwijaniu i następnie rozwijaniu bardzo ciężkiego i stosunkowo sztywnego kabla było niezbędne ze względu na możliwość jego skręcania się. W związku z tym w odległości około 60 km od wybrzeża Grecji należało przeprowadzić operację połączenia obu odcinków kabla. Za pomocą urządzenia ROV, wyposażonego w wysokociśnieniowy system wtryskowy, na odcinku gdzie głębia nie przekraczała 150 m, umieszczono kabel w dnie morza na głębokości 0,6 – 1 m.

Po stronie włoskiej zastosowano kabel ziemny wypełniony olejem z żyłą o przekroju znamionowym 1200 mm², płaszczem ze stopu ołowiu, zabezpieczony taśmami z brązu i średniej gęstości polietylenem. Po stronie greckiej ułożono kabel w izolacji stałej impregnowanej, mający podobną charakterystykę co kabel podmorski, ale ze względu na gorsze warunki termiczne, z żyłą o zwiększonym przekroju do 2000 mm².

W tym samym wykopie znajdują się dwa powrotne kable średnionapięciowe stanowiące połączenie z morskimi elektrodami, trójżyłowy przewód dla kabli telekomunikacyjnych oraz kabel pilotowy dla celów kontroli i monitoringu linii. Na pewnych odcinkach korzystano z nowoczesnej, zmechanizowanej metody układania kabli, polegającej na jednooperacyjnym wykonywaniu wykopu i układaniu kabli.

Elektrody

Sieć anodowa składa się z 39 płaskowników tytanowych pokrytych tlenkiem noblu, poddanych bardzo szczegółowym badaniom ze względu na ich zastosowanie, bardzo odpornych na korozję. Katoda, ponieważ nie jest narażona na korozję, wykonana jest w formie zwykłej szyny przewodzącej, wprowadzonej do głębokości około 30 m celem uzyskania lepszego przepływu prądu. Wystaje nieco ponad dno morskie, ułatwiając w ten sposób kontrolę.

Stacje przekształtnikowe

Stacje przekształtnikowe DC, ze względu na zastosowane filtry napięcia przemiennego (AC), filtry napięcia stałego (DC) – tylko na stacji Arachthos, transformatory przekształtnikowe (trzy jednostki jednofazowe, każda o mocy 200 MVA), dławiki wygładzające o rdzeniu powietrznym są wykonane standardowo. Układ przekształtnikowy zawiera 12-pulsowe mostki tyrystorowe z trzema pętlami chłodzenia wodnego, z których każda obejmuje cztery zawory. Znajdują się tam również ograniczniki przepięć, uziemniki hali zaworów, system szyn zbiorczych DC wewnątrz hali oraz przepusty ścienne w izolacji gazowej.

Układ sterowania, sygnałów wykonawczych i zabezpieczeń

Układ jest wykonany w pełni w technologii mikroprocesorowej, jednakowy dla obu stacji. Umożliwia on pracę łącza w jednym z dwóch możliwych trybów: przy regulacji zadanej mocy w normalnych warunkach ruchowych lub regulacji częstotliwości w warunkach anormalnych. Normalna praca łącza odbywa się w trybie automatycznego sterowania, kiedy oba końce są automatycznie koordynowane systemem telekomunikacyjnym oraz sterowane zbiorczymi sygnałami generowanymi lokalnie lub zdalnie przez stację główną. W przypadku niesprawności systemu telekomunikacyjnego tryb automatycznego sterowania zezwala na ograniczony zakres procedur ruchowych.

W trybie automatyki jednostacyjnej każdy koniec łącza pracuje oddzielnie, ale zawsze za pośrednictwem zbiorczych sygnałów wykonawczych inicjowanych, po uprzednich uzgodnieniach telefonicznych, przez operatorów stacji Galatina i Arachthis. Tryb ręcznego sterowania jest wykorzystywany tylko na potrzeby prac uruchomieniowych, badawczych i eksploatacyjnych.

System monitoringu i diagnostyki realizuje specjalne funkcje, takie jak rejestracja zdarzeń, rejestracja stanów przejściowych /zakłóceń/ oraz analizy harmoniczných. Układ zabezpieczeń, obejmujący szyny zbiorcze AC, transformatory, filtry, przekształtniki, linie biegunów wysokonapięciowych oraz elektrodowe, są wykonane w pełni w technologii mikroprocesorowej.

Studia systemowe

Badania i próby morskie

Już na etapie planowania pojawiły się dwa trudne problemy: pierwszy, ułożenie kabla na rekordowo głębokim dnie morskim (rzędu 1000 m), drugi dotyczący trybu pracy łącza polegającego na powtarzającej się inwersji kierunku przepływu mocy. Opracowanie pośredniego złącza między olejowym kablem ziemnym i kablem podmorskim w impregnowanej izolacji stałej oraz ogromnych izolatorów porcelanowych, odpowiednich dla wysokiego poziomu zasolenia atmosfery, stanowiło poważne wyzwanie techniczne.

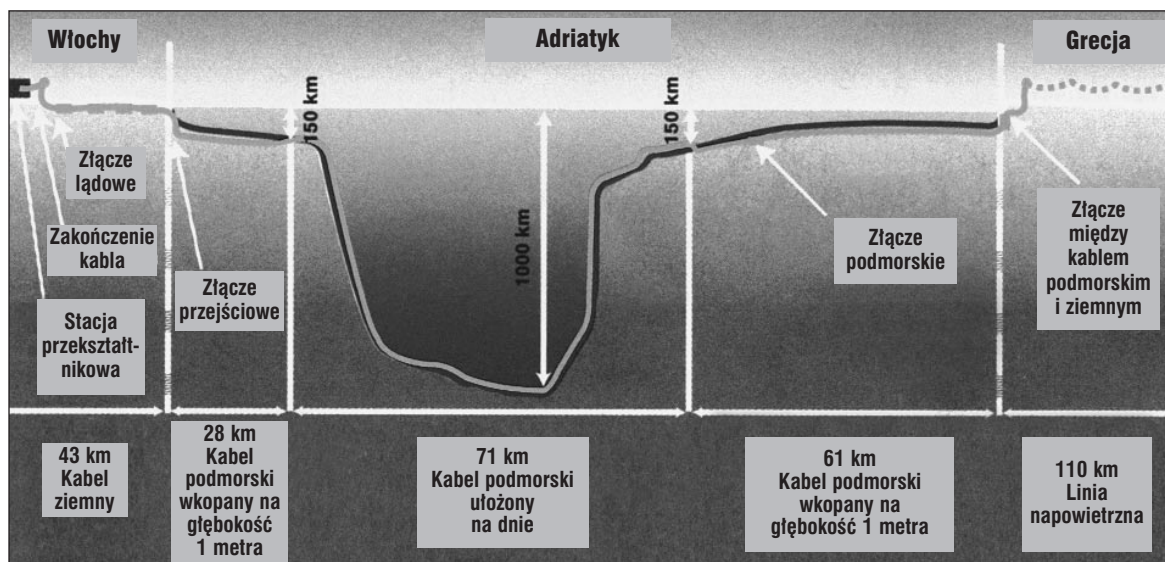
Po przeprowadzeniu wyczerpującego studium wykonalności części podmorskiej (w 1991 roku) zrealizowano w 1995 roku kompleksowe próby z 3,5 km odcinkiem kabla, zakończone pełnym sukcesem. Dotyczyły one głównie testowania maszyny układającej kabel na płytkich wodach (około 30 m) oraz przy głębokościach 150 m, układania kabla na głębokości 1000 m (łącznie z naprawą złącza), wyciąganie kabla oraz próby elektryczne przy 600 kV DC w ciągu 15 minut.

Studia specjalne

Przez producentów zostały przeprowadzone następujące studia specjalne:

Studia charakterystyk dynamicznych

Odpowiednie zdefiniowanie parametrów nastąpiło na bazie prób symulacyjnych rozwiązania układu wysokonapięciowego przy różnych konfiguracjach sieci napięcia przemiennego. Funkcje sterowania aktywne w trakcie zakłóceń zostały sparametryzowane pod kątem optymalizacji przesyłu mocy w trakcie zwarć oraz umożliwienia szybkiego przywracania przedzakłóceniovych warunków pracy, które minimalizowałyby prawdopodobieństwo błędnej komutacji spowodowanej zakłóceniem. Niektóre przypadki były bardzo szczegółowo analizowane,



Rys. 3. Schematyczny profil podłużny trasy łącza

- dwa systemy konwersji (od 400 kV ac, 50 Hz do 400 kV dc) na stacji Galatina i Arachthos, które zawierają transformatory, dławiki wygładzające, filtry;
- 43 km kabla ziemnego DC o napięciu 400 kV od Galatina do Otranto;
- krótki odcinek (poniżej 1 km) kabla ziemnego przy Aetos w Grecji;
- 163 km podmorskiego kabla DC między Otranto a Aetos oraz na skrzyżowaniu kanału Otranto;
- 110 km linii napowietrznej DC między Aetos a stacją Arachthos w Epiro;
- dwie podwodne elektrody i związane z nimi połączenia z ziemią przy każdym morskim brzegu.

Specyfikacja

Tabela 2

Moc znamionowa	500 MW (gwarantowana po stronie falownika, biegun do zera)
Harmoniczne po stronie AC	
Zniekształcenie od poszczególnych harmoniczných	$D_n < 1\%$ (nieparzyste harmoniczne) $D_n < 0,7\%$ (parzyste harmoniczne)
Całkowite rzeczywiste zniekształcenie od harmoniczných	$D_{eff} < 2\%$ $THHF < 0,9\%$
Harmoniczne po stronie DC	
„Zastępczy prąd zakłócający” ^{*)}	$I_{eq} < 2\text{ A}$ (napięcie normalne) $I_{eq} < 3\text{ A}$ (obniżone napięcie pracy)
*) <i>wzdłuż linii: bieguna wysokonapięciowego oraz elektrodowych, uwzględniając istniejące już wartości harmoniczných po stronach AC</i>	

jak na przykład praca tylko z siecią 150 kV: wyłączenie jednej z dwóch przyłączonych napowietrznych linii 400 kV (w odniesieniu do obu stacji przekształtnikowych) nie może spowodować zmniejszenia parametrów przesyłowych łącza HVDC. W takim przypadku, jeśli kolejne zwarcie (przemijające albo trwałe) pojawi się na drugiej (pracującej) linii 400 kV, stacja przekształtnikowa pozostaje przyłączona tylko do słabej sieci 150 kV AC poprzez autotransformatory 400/150 kV. Dla takiego przypadku sprawdzono możliwość bezpiecznego wyłączenia łącza HVDC, a następnie ponownego jego uruchomienia.

Praca łącza HVDC tylko z siecią 150 kV została wykluczona głównie z powodu możliwości powstania rezonansu dla 3. harmonicznej między filtrem AC i siecią 150 kV.

Regulacja częstotliwości

Studia te miały na celu przeanalizowanie niestabilnych stanów w przekształtnikach stacji Galatina i Arachthos wywołanych powstaniem „wysp” sieciowych wokół tych stacji. Wybór ruchowych punktów operacyjnych został dokonany w odniesieniu do różnych warunków pracy łącza oraz przepływu mocy od stacji Galatina do stacji Arachthos i odwrotnie. Przeprowadzono analizę zmian częstotliwości w trakcie pierwszego przypadku stanów przejściowych wywołanych powstaniem „wyspy” sieciowej, a także analizę zmian częstotliwości wywołanej modulacją mocy w warunkach ustalonych pracy wyspowej. Dla każdego przypadku wydzielania wyspowego sieci AC obliczano generowaną przez nią wartość mocy zwarciowej oraz odpowiednio określano strojenie regulatora częstotliwości. Sprawdzona została także sprawność operacji szybkiej inwersji kierunku mocy z wyzwalaniem regulatora częstotliwości.

Całkowita utrata sieci AC

Łącze HVDC musi być odporne na skutki spowodowane poważnymi zakłóceniami, takie jak zwarcia po stronie AC lub DC oraz załączanie lub wyłączanie elementów linii. W szczególności musi być ono odporne na skutki spowodowane całkowitą utratą sieci AC.

Przeprowadzono symulacje dla różnych stanów sieci, takich jak na przykład utrata sieci 400 kV przy istnieniu lub braku połączenia z siecią 150 kV. Wyniki badań wykazały, że przy całkowitej utracie sieci AC, najtrudniejsze są przypadki pracy przekształtnika w charakterze falownika przy maksymalnej mocy. W tym przypadku przekształtnik pozostaje aktywny, komunikacja nie ginie, (w tym czasie obwód rezonansowy między filtrami AC i transformatorami przekształtnikowymi może podtrzymać napięcie przemienne na szynach zbiorczych stacji), a więc taktowany przekształtnik kontynuuje „wstrzykiwanie” energii po stronie AC stacji importującej. Tego rodzaju sytuacja powoduje wzrost napięcia przemienne, prowadzący w efekcie do zadziałania ograniczników przepięć szyn zbiorczych AC. Bez zabezpieczenia przerwa w pracy łącza HVDC krótsza od 100 ms spowodowałaby narażenie ograniczników przepięć AC na skutki energetyczne spoza granicy ich wytrzymałości znamionowej (<5 MJ).

Przy przyłączonych sieciach 400 i 150 kV dopuszczalny czas odstawienia z pracy łącza HVDC, w przypadku całkowitej utraty sieci AC, jest większy. W wyniku przeprowadzonych tego rodzaju studiów opracowano i przetestowano specyficzny reżim pracy zabezpieczeń.

Jedno i trójfazowa automatyka samoczynnego ponownego załączenia (SPZ)

Zarówno we Włoszech, jak i w Grecji zwarcia jednofazowe w sieci przesyłowej powodują działanie SPZ jednofazowego. W Grecji zwarcia wielofazowe powodują działanie SPZ trójfazowego. Jeśli stacja falownikowa jest połączona z systemem AC tylko za pomocą jednej linii 400 kV, to jednofazowe zwarcie w tej linii, z towarzyszącym temu jednobiegunowym otwarciu wyłącznika, generuje takie same zjawiska i zagrożenia, jakie charakteryzują całkowitą utratę sieci AC. W wyłączonej fazie napięcie nie zmniejsza się, ale, ze względu uzwojenie trójkątowe transformatora przekształtnikowego, zachowuje swoją wartość. Energia „wstrzykiwana” do otwartej fazy generuje przepięcia, które są ograniczane przez ograniczniki przepięć szyn zbiorczych AC. W tym przypadku, przy całkowitej utracie sieci AC, dopuszczalna granica wydzielonej energii w ograniczniku przepięć AC zostaje przekroczona w czasie krótszym niż 100 ms. Wiele szczegółowych symulacji wykazało, że szybkość działania obwodów logicznych zabezpieczenia jest zależna od warunków ruchowych; w szczególności, kiedy łącze pracuje przy wysokim poziomie mocy przesyłanej, zabezpieczenie działa bardzo szybko (<50 ms), ograniczając skutki energetyczne w ogranicznikach przepięć do 60 procent ich wartości znamionowej.

Próby fabryczne systemu

Kabel

Niezwykłą cechą charakterystyczną tego powiązania międzynarodowego HVDC jest wysoka liczba spodziewanych zmian biegunowości w okresie życia (eksploatacji) kabla. Fakt ten spowodował konieczność przeprowadzenia dodatkowych, niestandardowych prób, a więc zmiennobiegunowych testów starzeniowych obejmujących 1000 cykli zmian biegunowości (z cyklami obciążeniowymi), z zachowaniem dwugodzinnych przerw między kolejnymi cyklami.

Układ sterowania

Przeprowadzone próby zarówno komponentów standardowych, podsystemów, jak i całego układu, ze względu na ich pierwotny charakter, stanowiły najbardziej rozbudowaną część zabiegów mających na celu potwierdzenie jakości przyjętego rozwiązania układu sterowania i zabezpieczeń. Należy podkreślić, że w trakcie badań uruchomieniowych w miejscach zainstalowania urządzeń, niektóre z prób przeprowadzonych wcześniej u wytwórcy, zostały powtórzone.

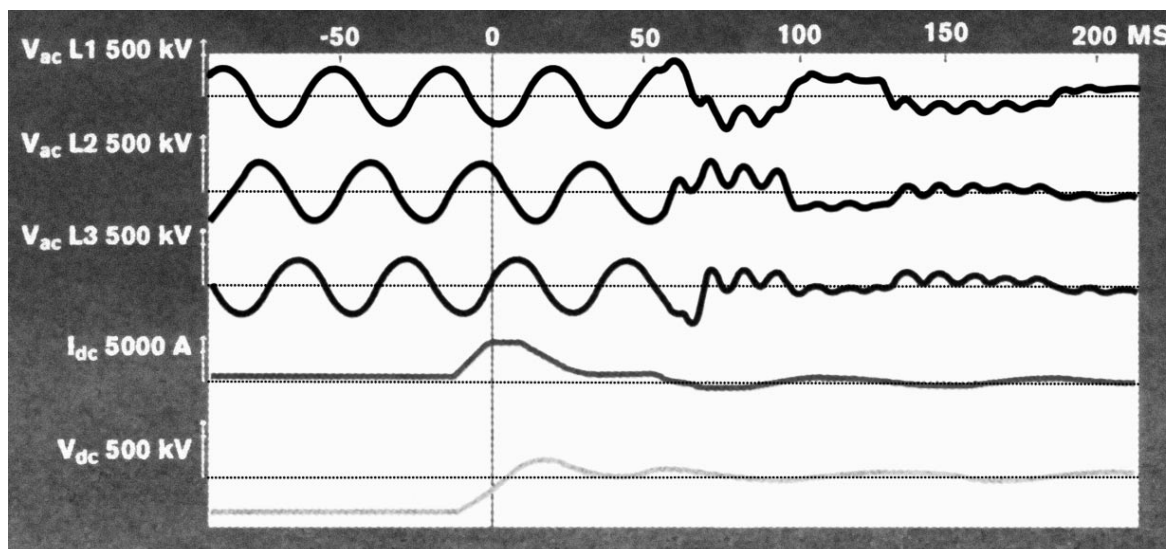
W celu wykrycia i usunięcia ewentualnych usterek szafy z zamontowaną aparaturą zabezpieczeniową i sterowniczą zostały przyłączone do symulatora łącza HVDC. Przeprowadzono wiele badań i prób funkcji sterowniczych i zabezpieczeniowych oraz związanych z obwodami redundancyjnymi. Wyniki badań systemowych przeprowadzonych w fabryce zostały porównane z wyspecyfikowanymi kryteriami rozwiązań technicznych, głównie tymi, które nie podlegały weryfikacji w trakcie badań potwierdzających na terenie stacji. Chodziło o uniknięcie niebezpieczeństwa degradacji okresu życia /funkcjonowania/ przyłączonej aparatury wysokonapięciowej oraz/lub powstania ryzyka niestabilności w otaczającej stację sieci napięcia przemiennego. Przykład tego rodzaju prób jest przedstawiony na rysunku 4.

Badania i próby w miejscu zainstalowania urządzeń

Po zakończeniu instalacji wszystkich części, zarówno podmorskich, jak i naziemnych, cały system łącza HVDC został poddany zintegrowanym próbom przy napięciu zasilania 500 kV w ciągu 15 minut.

Badania i próby uruchomieniowe

Całe wyposażenie techniczne łącza HVDC zostało poddane pełnemu zakresowi badań i prób, poczynając od załączenia pod wysokie napięcie, przez kompleksowe próby przesyłowe oraz testy potwierdzające zachowanie gwarantowanych parametrów rozwiązania technicznego. Zasadniczą część tego procesu obejmowała funkcjonowanie przesyłu łączem HVDC w normalnych



Rys. 4. Zwarcie bieguna wysokonapięciowego z ziemią założone na dławiku od strony zaworów na stacji przekształtnikowej Galatina

Zwarcie to zostało zamodelowane przy przesyłce mocy 300 MW: zadziałanie zabezpieczenia różnicowego części DC wywołało w przekształtnikach proces szybkiego zablokowania, z jednoczesnym otwarciem wyłącznika od strony szyn zbiorczych AC oraz pozbawieniem napięcia transformatorów i zaworów.

warunkach ruchowych z automatycznym uruchamianiem sterowań: wiele funkcji zostało sprawdzonych częściowo lub w całym zakresie bez wywierania wpływu na przesyłaną moc.

Plan prób uruchomieniowych został podzielony następująco:

- *Podsystemy*

Szczegółowe badania podsystemów, których celem było sprawdzenie warunków wstępnych przed podaniem napięcia, oraz próby ruchowe, dotyczyły urządzeń wzajemnie ze sobą połączonych.

- *Próby napięciowe*

Objęte tymi próbami poszczególne fragmenty łącza były utrzymywane pod napięciem przez wiele godzin w celu sprawdzenia metodą oględzin zjawiska korony lub występowania anormalnego poziomu zakłóceń akustycznych, a także zarejestrowania stanu liczników ograniczników przepięć przed i po podaniu napięcia. Pierwsze załączenie pod napięcie transformatorów przekształtnikowych, zaworów tyrystorowych oraz rozdzielni DC odbyło się przy zablokowanych zaworach (strona AC), a następnie przy odblokowanych zaworach (strona DC). Próba ta wykazała, że przekształtnik reguluje napięcie stałe w sposób płynny.

- *Próby bieguna wysokonapięciowego/przesyłu*

Próby te stanowią końcowe sprawdzenie wzajemnego współdziałania wszystkich elementów łącza HVDC: sterowań, wyposażenia wysokonapięciowego, operatorów i dyspozytorów (którzy planowali poziomy przesyłanej mocy oraz warunki systemowe w trakcie prób przesyłowych). Próby te odbywały się na dwóch poziomach: próby końca łącza tylko z jedną stacją przekształtnikową (wpływ jednej stacji/systemu AC głównie w warunkach napięciowych, bez koordynacji między różnymi stacjami/systemami AC), oraz próby przesyłowe z transferem mocy między systemami AC. Próby te obejmowały regulację prądu (sprawdzenie odpowiedzi skokowej oraz symetrii zapłonu), regulację przełącznikiem zaczeów (sprawdzenie kąta zapłonu i gaszenia w dopuszczalnych granicach), regulację mocy (normalne nachylenie charakterystyki zmian mocy, weryfikację modulacji mocy oraz wolną i szybką procedurę zmian kierunku przesyłu mocy), sekwencje łączeniowe (sprawdzenie czy wyłączniki, odłączniki i uziemniki działają bezpiecznie), pomiary obciążeń, przeciążeń oraz możliwości przesyłu mocy, pomiary harmoniczných po stronie AC, DC i RI oraz zakłóceń akustycznych. W celu zademonstrowania, że wy-

magania układowe zostały spełnione, niektóre z tych prób zostały potraktowane jako testy potwierdzające założenia projektowe.

W kierunku przyszłych rozwiązań

Wszystkie cele, zakładane przy projektowaniu łącza HVDC Włochy – Grecja, zostały osiągnięte. Dokładność studiów przedprojektowych została potwierdzona zarówno na etapie planowania, jak i w trakcie prób fabrycznych i uruchomieniowych. Szczęólnego znaczenia nabierają niektóre istotne charakterystyki łącza GRITA, które mogą być potraktowane jako postęp w stosunku do poprzednich rozwiązań, np. regulacja częstotliwości na obszarze wydzielonej wyspy sieci AC, powiązana z automatyczną szybką procedurą zmiany kierunku mocy, algorytm, który szybko i automatycznie rozpoznaje stan powstania wyspy w lokalnej sieci przesyłowej AC, rezerwowa synchroniczna regulacja prądu, która umożliwi zdalne działanie uszczuplonego układowo automatycznego sterowania łącza, nawet po zerwaniu łączności między dwoma jego końcami oraz szybkie i niezawodne rozpoznanie stanu całkowitej utraty sieci AC dzięki nowemu mechanizmowi zabezpieczeń.

Łącze GRITA stanowi także ważny etap w rozwoju systemów kabli podmorskich, szczególnie napięcia stałego. Mechanizacja prac związana z układaniem kabla ziemnego stanowiła bardzo skuteczną innowację. Kable energetyczne nigdy przedtem nie były układane na głębokości 1000 m, napięcie i moc znamionowa łącza należą do najwyższych, obecnie osiągalnych wartości, liczba cykli prób obciążeniowych łącznie ze zmianą biegunowości (1000) jest nowym rekordem, a kabel ziemny po stronie włoskiej – długości 43 km, jest jednym z najdłuższych na świecie.

Modern Power Systems

Tłumaczenie: LIDEX

EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

ANTONI ZBUDNIEWEK

EV Transformatory

Żychlin

RYSZARD MALEWSKI

Instytut Elektrotechniki

Warszawa

ZASTĄPIENIE WYEKSPLOATOWANYCH AUTOTRANSFORMATORÓW 160 MVA, 220/115 KV PRZECIĄŻALNYMI JEDNOSTKAMI O ZMNIJSZONEJ MOCY ZNAMIONOWEJ

Transformatory sieciowe są rzadko obciążane pełną mocą znamionową i na ogół ich średnie obciążenie roczne nie przekracza połowy tej mocy. Skapitalizowane straty biegu jałowego takich transformatorów stanowią niepomijalny składnik kosztów eksploatacyjnych i wiele przedsiębiorstw energetycznych na świecie zastępuje je jednostkami o mniejszej mocy znamionowej, ale o dużej przeciążalności. Zastosowanie papieru i preszpanu aramidowego umożliwia długotrwałe przeciążanie transformatora nie powodując przyspieszonej degradacji materiału izolacyjnego, która ogranicza przeciążanie transformatorów w klasycznej izolacji z celulozy.

*Część autotransformatorów 160 MVA, 220/115 kV typu RTdxP eksploatowanych w polskiej sieci przesyłowej będzie wkrótce zastępowana nowymi jednostkami, które mogą mieć mniejszą moc znamionową, a więc mniejsze straty biegu jałowego, mniejsze wymiary, wagę i objętość oleju, ale umożliwiają okresowe przeciążanie. Artykuł przedstawia konstrukcję autotransformatora, który może zastąpić typowy dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych autotransformator 160 MVA, 220/115 kV. Dzięki zastosowaniu izolacji mieszanej – aramidowej i celulozowej, autotransformator o mocy znamionowej 100 MVA może pracować przy przeciążeniu do 160 MVA przez wiele godzin, bez obawy uszkodzenia izolacji stałej. Odpowiedni dobór impedancji zwarcia pozwala na pracę równoległą z konwencjonalnymi jednostkami w tej samej stacji. Uzwojenie regulacyjne zostało umieszczone na osobnym rdzeniu transformatora dodawczego umieszczonego w tej samej kadzi, a dla zmniejszenia kosztów eksploatacyjnych zastosowano bezobstugowy przetłącznik zacze-
pów z komorami próżniowymi.*

WPROWADZENIE

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) rozważają wymianę około 60 autotransformatorów 160 MVA, 220/115 kV w perspektywie najbliższych 15 lat, a około 10 jednostek w ciągu pięciu lat. Z uwagi na przestarzałą konstrukcję i zły stan techniczny jednostki te będą sukcesywnie złomowane i zastępowane nowymi [1]. Koszt nowego autotransformatora o takich samych parametrach znamionowych wynosi obecnie około 3 milionów złotych. W tej sytuacji PSE będą stop-

niowo wymieniać jednostki najbardziej zagrożone awarią, tak aby zapewnić niezawodność dostawy energii wymaganą przepisami. Jednakże częstość awarii zwiększa się w przypadku starych jednostek i ma charakter stochastyczny, tak że trudno przewidzieć, kiedy i które autotransformatory ulegną uszkodzeniu. W stacji wyposażonej w dwa bliźniacze autotransformatory, awaria jednego z nich powoduje pracę z jednym tylko autotransformatorem. Taki stan nie powinien przekraczać dwóch miesięcy i przedsiębiorstwo może być zmuszone do płacenia wysokich kar za przedłużającą się eksploatację stacji bez drugiej jednostki.

Doraźne rozwiązanie stanowi jednostka rezerwowa o dużej przeciążalności, przystosowana do transportu, a więc o zmniejszonych wymiarach i wadze, co pozwala na szybkie zastąpienie uszkodzonego autotransformatora [2]. Wprowadzenie izolacji mieszanej zawierającej celulozę oraz materiał syntetyczny z włókien aramidowych, znany pod nazwą handlową NOMEX, umożliwia zbudowanie autotransformatora o długotrwałej przeciążalności około 150%, bez zmniejszenia czasu życia układu izolacyjnego. Jednakże taki autotransformator może także stanowić ekonomicznie uzasadnione, trwałe zastępstwo wymienianej planowo jednostki, jeśli dotychczasowe niskie obciążenie średnie oraz jego przewidywalny wzrost wskazują na krótkotrwałą pracę pod pełnym obciążeniem.

Przy zastosowaniu izolacji mieszanej kosztowna izolacja aramidowa jest używana tylko w punktach gorących: do oplotu przewodów uzwojenia, jako przekładki bezpośrednio stykające się z tym oplotem i w innych krytycznych częściach układu izolacyjnego. Przy takim rozwiązaniu moc przenoszona przez transformator jest ograniczona tylko przez najwyższą dopuszczalną temperaturę oleju. Zgodnie z nomą IEEE na transformatory o podwyższonej przeciążalności z izolacją mieszaną celulozowo-syntetyczną można przyjmować 95 K przyrost temperatury oleju [3], w porównaniu do 65 K dopuszczalnych dla izolacji z celulozy. Ponadto taki autotransformator jest bardziej odporny na działanie sił dynamicznych od prądu zwarcia, a także na wstrząsy podczas transportu dzięki znacznie lepszym własnościom mechanicznym izolacji aramidowej.

Istotną zaletą są małe straty biegu jałowego odpowiadające autotransformatorowi o mocy 100 MVA, a nie konwencjonalnej jednostce o mocy znamionowej 160 MVA. Zważywszy na niskie (20% – 40%) wykorzystanie transformatorów sieciowych, określone jako iloraz energii przeniesionej w okresie rocznym do mocy znamionowej, można przyjąć, że długotrwałe obciążenie pełną mocą 160 MVA występuje jedynie w krótkich okresach czasu.

Współpraca z istniejącymi jednostkami i podział mocy przy pracy równoległej są określone przez napięcie zwarcia i dlatego jednostka zastępująca wyeksploatowane autotransformatory RTdXP powinna mieć stosunkowo małe napięcie zwarcia (około 5% – 7%), nie ulegające znacznym zmianom w zakresie regulacji przełącznikiem zaczepów. Proponowane rozwiązanie konstrukcyjne przewiduje mały wewnętrzny transformator dodawczy, który umożliwia spełnienie trudnych wymagań dla uzwojenia regulacyjnego oraz zastosowanie bezobsługowego przełącznika zaczepów z komorami próżniowymi.

ISTNIEJĄCE TRANSFORMATORY SIECIOWE W IZOLACJI MIESZANEJ ARAMIDOWO-CELULOZOWEJ

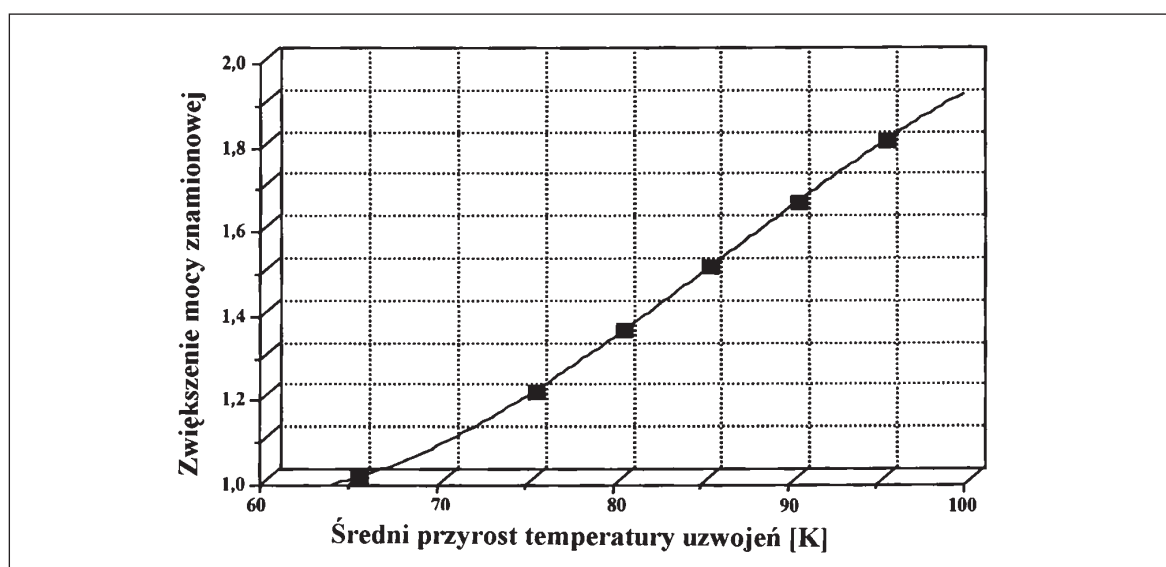
Obecnie około 200 transformatorów w izolacji mieszanej jest użytkowanych na całym świecie jako jednostki przewoźne. Podstawowe dane techniczne kilku takich transformatorów wykonanych dla przedsiębiorstw energetycznych w Stanach Zjednoczonych i w Korei [4] przedstawiono w tabeli 1.

Porównanie danych wskazuje na powszechną akceptację zwiększonego o 30 K średniego przyrostu temperatury uzwojeń ($\Delta\theta=95$ K).

Zależność pomiędzy zwiększeniem mocy w odniesieniu do klasycznej izolacji celulozowej a podwyższeniem średniego przyrostu temperatury uzwojeń pokazano na rys. 1.

Tabela 1

Wytwórnia	Pauwels	ABB	Delta-Star			Hundai
Użytkownik	PG&E	PECO	PECO	BG&E	SMUD	KEPCO
Moc [MVA]	45	40	60	70	100	40
Napięcie [kV]	117,5/12,4	230/23	225/35	115/35	230/69	154/23
$\Delta\theta$ uzwojeń [K]	95	95	95	85	95	95
Waga [tony]						
Rdzeń+uzwojenia		17,8	19,8	14,8	-	12,7
Transformator	44,1	42,3	43,8	26,9	-	24,8
Ciężar całkowity	77,7	61,7	64,4	40,0	73,4	39,5



Rys. 1. [Według 5] Wpływ podwyższenia średniego przyrostu temperatury uzwojeń na zwiększenie mocy transformatora

OPIS PROPONOWANEGO AUTOTRANSFORMATORA

Opracowanie konstrukcji i wykonanie takiego transformatora leży w możliwościach wytwórni w Żychlinie, która zleca niezależnemu laboratorium przeprowadzenie prób odbiorczych.

Szczególnymi cechami tego autotransformatora są: zmniejszona waga i wymiary, zmniejszone straty obciążeniowe i biegu jałowego oraz wysoka przeciążalność w porównaniu do seryjnie produkowanych przez ABB-ELTA autotransformatorów typu ANER 160 MVA, 220/115 kV. Osiągnięcie tak wysokiej przeciążalności osiągnięto przez zastosowanie syntetycznej izolacji aramidowej (NOMEX) w obszarach pracujących w podwyższonej temperaturze.

Napięcie zwarcia i zakres regulacji są tak dobrane, aby umożliwić pracę równoległą kompaktowego autotransformatora rezerwowego z istniejącymi jednostkami typu ANER3, bądź ich starszą wersją RTdxP1, które pracują obecnie znaczną w sieci przesyłowej PSE.

Proponowany autotransformator umożliwi zastąpienie jednostek typu RTdxP1 lub ANER3 w przypadku wymuszonego wyłączenia ich z ruchu. Standardowe wymaganie listy referencyjnej stanowi problem dla wytwórni w Żychlinie, która dotychczas nie produkowała takich jednostek. Jednakże proponowany autotransformator może być rozważany jako rezerwowa jednostka piloto-

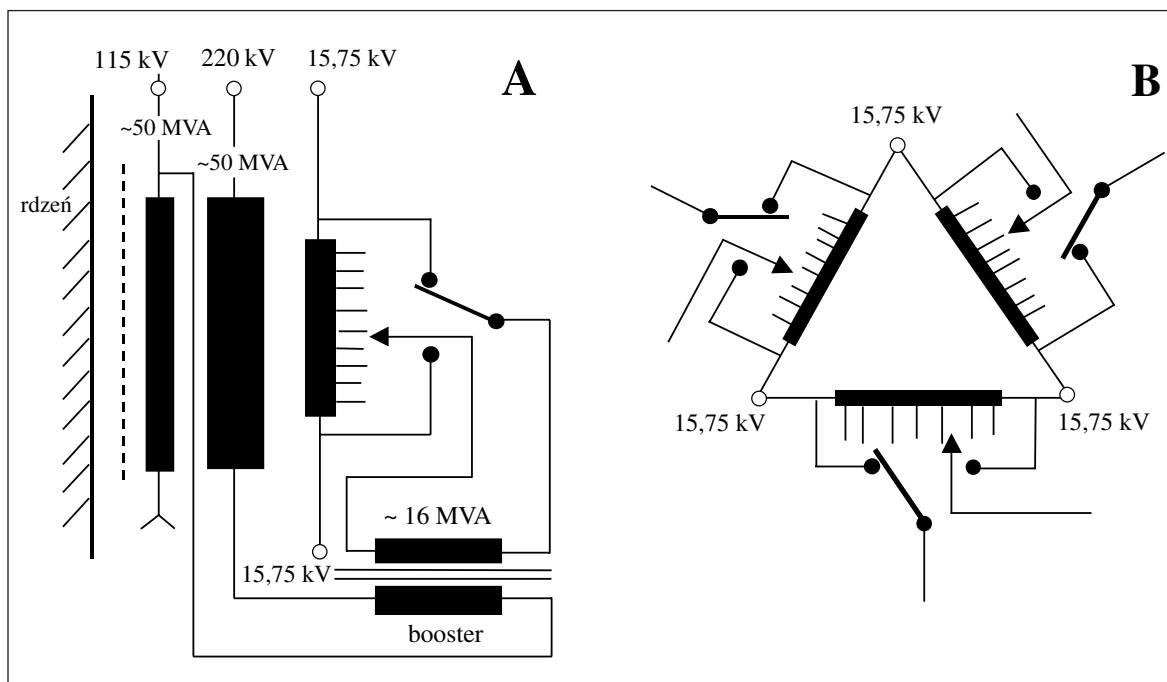
wa dla serii niskostratnych autotransformatorów zastępujących wyeksploatowane jednostki produkowane przez zakłady ELTA w latach 60. i 70.

ZAŁOŻENIA KONSTRUKCYJNE

Zważywszy na niewielkie średnie obciążenie autotransformatorów typu RTdxP1 lub ANER3 w polskiej sieci przesyłowej oraz na wysoki i ciągle zwiększający się koszt strat, rachunek ekonomiczny wskazuje na celowość zastosowanie izolacji aramidowej w wybranych częściach układu izolacyjnego, co umożliwi pracę przy temperaturze punktów gorących wyższej o ~ 30 K od dopuszczalnej temperatury dla izolacji papierowo-olejowej. Obliczenia cieplne autotransformatora z izolacją aramidową (Nomex[®]) produkowaną przez amerykańską firmę DuPont Engineering Fibers, przeprowadzono opierając się na doświadczeniach tej firmy [5]. Zmniejszenie wymiarów, wagi a zarazem kosztów operacyjnych i kosztu produkcji w porównaniu do konwencjonalnej konstrukcji osiągnięto przez: zastosowanie trójfazowego przełącznika zacze- pów z komorami próżniowymi (typu VV) [6] nie wymagającego przeglądów w czasie życia technicznego autotransformatora, wprowadzenie pośredniego transformatora (booster) separującego uzwojenie regulacyjne od wysokiego potencjału odpyływu 115 kV, co umożliwiło połączenie funkcji uzwojenia wyrównawczego z uzwojeniem regulacyjnym.

Uzwojenie wyrównawcze/regulacyjne zostało umieszczone na zawewnątrz uzwojenia WN i nie podlega siłom ściskającym podczas zwarć jednofazowych w sieci zasilanej przez autotransformator. W ten sposób wyeliminowano problem odkształceń uzwojenia wyrównawczego, który stanowi wadę konstrukcji konwencjonalnej.

Rozmieszczenie uzwojeń na kolumnie rdzenia oraz schemat połączeń uzwojenia regulacyjnego/wyrównawczego pokazano na rys. 2 A i B.

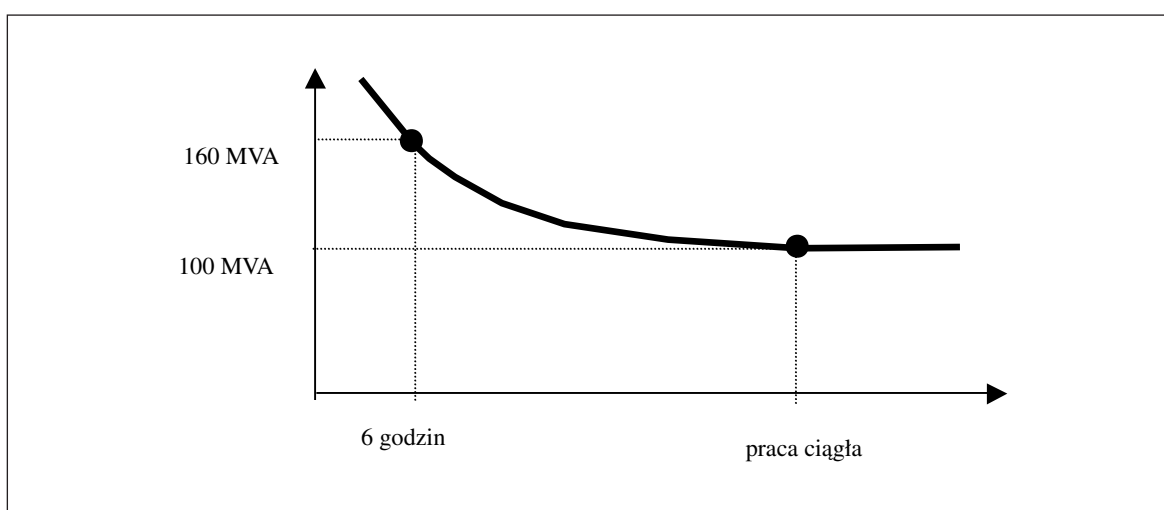


Rys. 2. A. Schemat połączeń uzwojenia górnego napięcia, uzwojenia wspólnego, transformatora dodatkowego (booster) i uzwojenia regulacyjnego. B. Schemat połączeń trójfazowego uzwojenia regulacyjnego spełniającego zarazem funkcję uzwojenia wyrównawczego

Zastosowanie trójfazowego przełącznika zacze­pów pozwala na zmniejszenie wymiarów kadzi, a zarazem objętości oleju, co stanowi o zmniejszeniu zagrożenia środowiska. Założono transport autotransformatora bez zdejmowania chłodnic. Całkowita waga wraz z olejem jest ustalona na ~85 ton, a więc w przybliżeniu 75% wagi konwencjonalnego autotransformatora.

Straty biegu jałowego są ustalone na ~20 MW, a straty obciążeniowe ~260 kW, co stanowi znacznie zmniejszenie kosztów operacyjnych autotransformatora w odniesieniu do konwencjonalnej konstrukcji. Straty obciążeniowe wzrosną przy przeciążeniu do 160 MVA, jednakże koszt tych strat nie ma większego wpływu na ogólny bilans strat z uwagi na ograniczony czas pracy przy takim obciążeniu.

Założono system chłodzenia ze skierowanym obiegiem oleju (OD). Przyjęto 6-godzinny czas pracy przy przeciążeniu do 160 MVA, jednakże ten czas może być ustalony w zależności od wymagań użytkownika. Zależność dopuszczalnego przeciążenia od czasu pracy pokazano schematycznie na rys. 3.



Rys. 3. Szkic zależności pomiędzy przeciążeniem a czasem trwania tego przeciążenia

Koszt produkcji proponowanego autotransformatora nie przekracza kosztu konwencjonalnej jednostki. W zależności od wymagań narzuconych przez rodzaj pracy można zwiększyć przeciążalność, lub czas pracy przy przeciążeniu, stosując izolację syntetyczną w szerszym zakresie [7,8]. Wiąże się to z pewnym kosztem dodatkowym, jednakże koszt Nomexu® nie wpływa znacząco na całkowity koszt transformatora.

WNIOSKI

- Analiza ekonomiczna przeprowadzona przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne wykazała potrzebę sukcesywnego zastępowania około 60 autotransformatorów 160 MVA, 220/115 kV w ciągu nadchodzących 15 lat. Wynika to z przestarzałej konstrukcji, wysokiej częstości awarii, niepołączalności remontów i wysokich kosztów utrzymania w ruchu wyeksploatowanych autotransformatorów typu RTdxP.

- Zważywszy na niskie obciążenie średnie autotransformatorów sieciowych można zastąpić je jednostkami o mniejszej mocy znamionowej, ale o dużej przeciążalności. Zamiast konwencjonalnej izolacji celulozowej stosuje się izolację mieszaną. W bezpośrednim styku z gorącym uzwojeniem stosuje się papier i preszpan aramidowy, znany pod nazwą handlową Nomex®, który może pracować w podwyższonej temperaturze. Celuloza jest używana w pozostałych częściach układu izolacyjnego aby ograniczyć ilość kosztownej izolacji aramidowej. W rezultacie uzyskuje

się autotransformator o mniejszych wymiarach i wadze oraz mniejszej objętości oleju, co jest korzystne przy zastrzonych wymaganiach związanych z ochroną środowiska.

- Współpraca z połączonym równolegle konwencjonalnym transformatorem wymaga zmniejszenia impedancji zwarcia jednostki zastępczej, a także niewielkich zmian tej impedancji w zakresie regulacji przełącznikiem zacze- pów. Zaproponowane rozwiązanie konstrukcyjne spełnia wymagania pracy równoległej oraz łączy funkcje uzwojenia regulacyjnego z uzwojeniem wyrównawczym.

- Istotną zaletą są niskie straty biegu jałowego odpowiadające mocy znamionowej transformatora zastępczego, a nie mocy zastąpionej przezeń konwencjonalnej jednostki.

LITERATURA

- [1] Węgliński, J. Pokora, S. Sobocki, R. *Elementy polityki modernizacji populacji transformatorów eksploatowanych przez PSE SA*, XIII Konferencja Energetyki, Kliczków, 10 – 12 września 2003.
- [2] Malewski, R. *Stacje Przewożne*, „Elektroenergetyka”, 2000, Warszawa, Nr. 1, p. 15 – 21.
- [3] *IEEE STD. 1276 – 1997, Trial-use Guide for the Application of High Temperature Materials in Liquid Immersed Power Transformers*, Publ. marzec 1998.
- [4] Malewski, R. Ferrari, S. Duart, J-C. *Aramidowa i mieszana izolacja zwiększa obciążalność transformatorów*, VII Sympozjum „Problemy Eksploatacji Układów Izolacyjnych Wysokiego Napięcia”, Zakopane, 21 – 23 Października 1999.
- [5] Provost, R. , Duart, J-C. *High Temperature Insulation Systems in Transformer Repair*, 4-th Bi-Annual Convention of the *Electrical Repairers Association*, 1998.
- [6] Malewski, R. Rotter, H. *Przełącznik zacze- pów typu VV*, Seminarium „Współczesne konstrukcje, eksploatacja i diagnostyka podobciążeniowych przełączników zacze- pów transformatorów”, Energopomiar, Wisła, 20 – 22 marca 2002, str. 23 – 29.
- [7] IEEE, Power Engineering Society, Transformer Committee, Insulation Life Subcommittee, *Background Information on High temperature Insulation for Liquid Immersed Transformers*, *IEEE Transactions*, Vol. PWRD-6, Nr 4, 1994, str. 1892 – 1906.
- [8] McNutt, W. J. Provost, R. L. *Thermal Life Evaluation of High Temperature Insulation Systems and Hybrid Insulation Systems in Mineral Oil*, *IEEE Transactions*, Vol. PWRD-11, 1996, str. 1391 1399.

PROCES WYŁĄCZANIA TURBOGENERATORA

WIESŁAW PARTYKA

Instytut Maszyn Elektrycznych
Politechnika Warszawska

WYKORZYSTANIE SYNCHRONOSKOPU W PROCESIE WYŁĄCZANIA TURBOGENERATORA Z SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Synchronoskop wykorzystywany klasycznie dla synchronicznego łączenia elementów systemu elektroenergetycznego, a w tym przede wszystkim do łączenia generatorów z siecią, stosowany w procesie odwrotnym, tj. podczas wyłączenia generatorów z sieci, staje się idealnym wskaźnikiem skuteczności tego wyłączenia. Jego zastosowanie w procedurze wyłączenia ma znaczący wpływ na bezpieczeństwo całego procesu odstawiania z ruchu generatorów. Niniejszy artykuł został zaprezentowany w formie referatu na konferencji „Energetyka – modernizacja i rozwój”, zorganizowanej w Kliczkowie w dniach 10 – 12 września br.

Synchronoskop jest elementem składowym typowej kolumny synchronizacyjnej, używanej do synchronizacji generatora z systemem elektroenergetycznym. Po przeprowadzeniu operacji synchronizacji i załączeniu generatora, kolumna synchronizacyjna jest zazwyczaj wyłączana i nie jest przedmiotem obserwacji. W artykule wykazano tymczasem, że synchronoskop obserwowany w trakcie wyłączenia generatora może być bardzo dobrym wskaźnikiem skuteczności wyłączenia maszyny. Taka rola synchronoskopu może mieć bardzo duże znaczenie w przypadkach awaryjnych działań wyłączników bloków, np. przy niepełnofazowym ich działaniu, gdy po zadziałaniu wyłącznika jedna lub dwie fazy pozostają zamknięte. Generator, wyłączany rutynowo po sygnale mocy zwrotnej, pozostaje wówczas w stanie synchronizmu, pracując jako silnik. Jest to najskuteczniej wskazywane przez synchronoskop, a obserwacja taka umożliwia podjęcie odpowiednich decyzji o dalszym postępowaniu obsługi generatora w tym awaryjnym stanie układu generator – łączniki – system elektroenergetyczny.

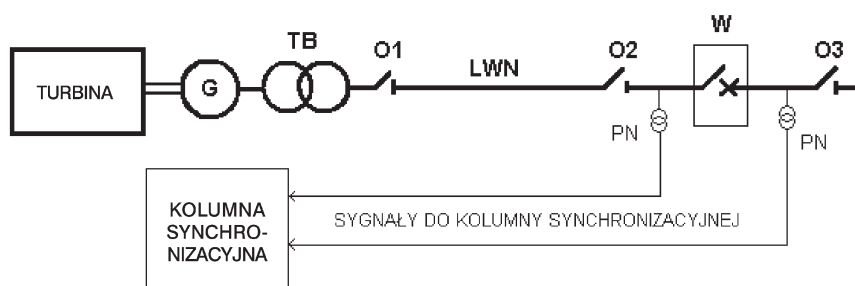
Układy synchronizacji generatorów wykorzystywane są w elektrowniach zazwyczaj tylko w procesie włączania generatora do systemu (w procesie synchronizacji).



Rys.1. Typowa kolumna synchronizacyjna:
najwyższy wskaźnik – synchronoskop,
poniżej – wskaźnik różnicy wartości napięć,
najniżej – wskaźnik różnicy częstotliwości
napięć generatora i systemu

W skład typowej kolumny synchronizacyjnej wchodzi trzy mierniki, jak na rysunku 1. Ich zadaniem jest, przy otwartym wyłączniku generatora W (rys.2), porównanie sygnałów napięciowych z obu stron wyłącznika i wykazanie:

- $\Delta\varphi$ (synchronoskop) – różnicy kątów fazowych obu napięć,
- ΔU – różnicy wartości skutecznych napięć,
- Δf – różnicy częstotliwości napięć.

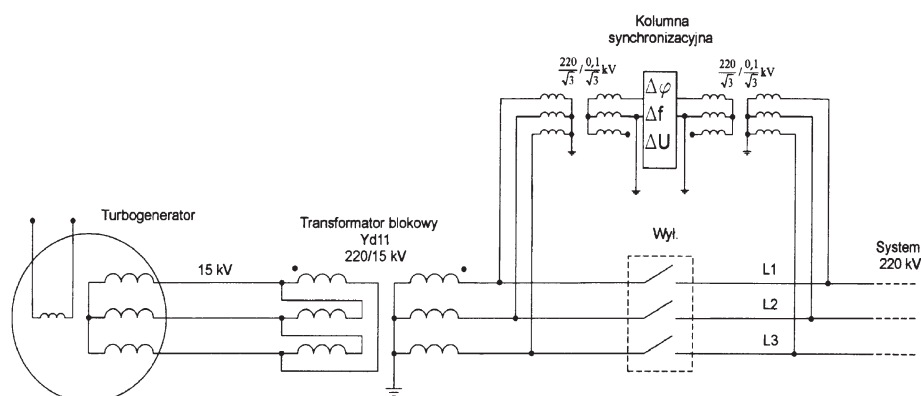


Rys. 2. Układ wyprowadzenia mocy generatora bez wyłącznika generatorowego: G – generator; TB – transformator blokowy; O1...O3 – odłączniki; W – wyłącznik; LWN – linia wysokiego napięcia; PN – przekładniki napięciowe

Po wyregulowaniu generatora tak, aby różnice te wynosiły zero lub były bliskie zero (w zadanych zazwyczaj granicach) następuje zamknięcie wyłącznika. W przypadku generatorów dużej mocy (jednostek systemowych) operacja synchronizowania generatora z systemem odbywa się zazwyczaj przy sterowaniu ręcznym: obsługa ruchowa generatora dokonuje regulacji prędkości obrotowej i prądu wzbudzenia, a następnie uruchamia napęd wyłącznika. Układy automatycznej lub półautomatycznej synchronizacji stosowane są częściej w przypadku generatorów mniejszej mocy i generatorów rezerwowych [3].

Po włączeniu generatora do systemu, tak długo jak pracuje on synchronicznie w systemie, wszystkie mierniki kolumny synchronizacyjnej wskazują zero i ich obserwacja nie daje żadnych korzyści. Z tego też powodu kolumny synchronizacyjne są zazwyczaj wyłączane po operacji synchronizacji [1] i włączane ponownie przed kolejną synchronizacją. Tymczasem mierniki kolumny synchronizacyjnej, a w szczególności synchronoskop, o ile są załączone, mogą być bardzo dobrymi wskaźnikami skuteczności wyłączenia maszyny. Taka rola synchronoskopu może mieć bardzo istotne znaczenie w przypadkach awaryjnych działań wyłączników bloków, np. przy niepełnofazowym ich działaniu, gdy po zadziałaniu wyłącznika jedna lub dwie fazy pozostają zamknięte.

Analiza zjawisk oraz zachowania się generatora i synchronoskopu w trakcie wyłączania przeprowadzona zostanie na przykładzie turbogeneratora o mocy 200 MW dołączonego do systemu linią o napięciu 220 kV poprzez transformator blokowy o układzie połączeń Yd11 (rys. 3).



Rys. 3. Przykładowy układ elektryczny wyprowadzenia mocy i połączenia mierników kolumny synchronizacyjnej generatora 200 MW

ZACHOWANIE SIĘ GENERATORA I SYNCHRONOSKOPU PO PEŁNOFAZOWYM WYŁĄCZENIU

Jeżeli układ kolumny synchronizacyjnej jest włączony na czas operacji wyłączania generatora z systemu, to jego mierniki zachowują się następująco:

- przed otwarciem wyłącznika wszystkie mierniki wskazują zero i są stabilne;
- po otwarciu wyłącznika najszybciej reaguje synchronoskop. Generator już nie jest utrzymywany w synchronizmie przez system, jego napięcie zmienia swoją fazę (częstotliwość) i wskazówka synchronoskopu zaczyna wychylać się z położenia zerowego, **wirować w jedną lub drugą stronę**, zależnie od tego czy prędkość obrotowa turbiny ma tendencję wzrastającą czy malejącą. Układ synchronoskopu jest na tyle czuły na różnicę faz czasowych porównywanych napięć generatora i systemu, że wskazuje najmniejszą nawet różnicę faz wektorów napięć i zawsze po pełnym wyłączeniu generatora występuje wirowanie synchronoskopu. Zmiana wskazań innych mierników kolumny synchronizacyjnej nie jest tak natychmiast zauważalna. Praktycznie zauważa się ją przy zmianie wzbudzenia generatora (ΔU) i obniżeniu prędkości obrotowej zespołu turbina – generator (Δf).

Tak opisane wskazania synchronoskopu i innych mierników kolumny synchronizacyjnej należy uznać za normalne, potwierdzające pełnofazowe działanie wyłącznika.

ZACHOWANIE SIĘ GENERATORA I SYNCHRONOSKOPU PO NIEPEŁNOFAZOWYM WYŁĄCZENIU

Przeprowadzona analiza dotyczy wyłączenia generatora z systemu, gdy generator znajduje się w stanie zbliżonym do biegu jałowego. Jest to praca generatora ciągle jeszcze pracującego w systemie, ale z tak wyregulowaną turbiną oraz wzbudzeniem generatora, że moc czynna oddawana do sieci jest bliska zeru i prądy w linii łączącej generator z systemem są bliskie zeru. Przy normalnym, rutynowym „odstawianiu” generatora wyłączenie wyłącznika następuje w takim właśnie stanie.

Niepełnofazowe działanie wyłącznika polegające na tym, że **przerwane zostają dwie fazy a jedna pozostaje zamknięta** (np. faza L3, rys.3) prowadzi do stanu asymetrycznego prądów w uzwojeniach górnego napięcia transformatora blokowego. Płynie wówczas prąd w jednej, zamkniętej fazie, jego obwód zamyka się poprzez uziemiony punkt neutralny gwiazdy górnej strony transformatora blokowego. Wartość tego prądu zależy od różnicy między fazowym napięciem systemu a siłą elektromotoryczną indukowaną w uzwojeniu górnym transformatora. Jeżeli przed wyłączeniem wyłącznika taka siła elektromotoryczna była w przybliżeniu równa (co do wartości i fazy) napięciu systemu, to po wyłączeniu wyłącznika równowaga ta zostaje zachowana i prąd płynący w zamkniętej fazie jest bardzo niewielki. Pozostaje on bardzo mały tak długo, jak długo nie zostanie zmienione wzbudzenie generatora (a co za tym idzie – wartość siły elektromotorycznej indukowanej w uzwojeniu stojana generatora i siły elektromotorycznej w uzwojeniu górnym transformatora blokowego) lub nie nastąpi opóźnienie biegu wirnika (rozchylenie współbieżnych dotychczas wektorów siły elektromotorycznej i napięcia systemu).

Niewielkiemu prądowi w zamkniętym obwodzie jednej fazy gwiazdy transformatora blokowego towarzyszy przepływ prądu w jednej fazie obwodu trójkąta dolnej strony transformatora i przepływ prądów w dwóch fazach obwodu gwiazdy stojana turbogeneratora (rys. 3).

Generator synchroniczny staje się silnikiem synchronicznym zasilanym niesymetryczną dwójką prądów fazowych, o częstotliwości systemu. Taki niesymetryczny układ prądów w rozwiązaniach teoretycznych zastępuje się dwoma układami składowych symetrycznych prądów stojana:

- układem składowych zgodnych prądów, wytwarzających pole magnetyczne wirujące z prędkością synchroniczną w kierunku zgodnym z kierunkiem wirowania wirnika i wytwarzające elektromagnetyczny moment synchroniczny, podtrzymujący synchroniczny bieg wirnika wzbudzonej maszyny;

- układem składowych przeciwnych prądów, wytwarzających pole magnetyczne wirujące przeciwnie do kierunku wirowania wirnika, wywołujące trzy zjawiska: a) indukowanie się w becze wirnika i w układzie tłumiącym prądów o częstotliwości 100 Hz, b) wytworzenie momentu elektromagnetycznego pulsującego, o wartości średniej zbliżonej do zera, c) wytworzenie

niewielkiego momentu (asynchronicznego) hamującego (przy współdziałaniu tego pola z „klatką” układu tłumiącego).

Moment elektromagnetyczny synchroniczny, wytwarzany przez strumień od składowych zgodnych prądów, ma charakter momentu napędowego, jak w silniku synchronicznym. Maszyna (generator) pracująca jako silnik nie jest obciążona żadnym momentem hamującym poza niewielkim momentem typu asynchronicznego (jak w p. c) powyżej) oraz momentem tarcia w samej maszynie oraz turbinie, pracuje więc w stanie zbliżonym do stanu jałowego. Jak wynika z klasycznej teorii silnika synchronicznego, wytwarzanie momentu elektromagnetycznego związane jest z rozchyleniem wektorów siły elektromotorycznej i napięcia zasilającego o kąt ujemny w stosunku do kąta przy pracy generatorowej i proporcjonalny do wartości wytworzonego momentu. Przy niewielkim momencie kąt ten jest niewielki. Próba hamowania wirnika będzie prowadziła do wzrostu kąta obciążenia i do wzrostu elektromagnetycznego momentu synchronicznego. Moment taki będzie utrzymywał wirnik maszyny w synchronizmie. **Synchronoskop porównujący fazy wektorów siły elektromotorycznej turbogeneratorsa i napięcia systemu nie będzie więc wirował, może wskazać jedynie niewielką, stabilną wartość kąta Δf .**

Opisane zjawiska zachowania się maszyny i synchronoskopu będą miały identyczny przebieg we wszystkich przypadkach niepełnofazowego działania wyłącznika generatora polegającego na pozostawieniu jednej fazy w stanie zamkniętym – tzn. będą niezależne od tego, która faza L1, L2 czy L3 pozostanie załączona po otwarciu wyłącznika.

Wartość prądów płynących w jednej fazie uzwojenia gwiazdowego transformatora blokowego i w dwóch fazach uzwojenia stojana generatora zależy bardzo mocno od wzbudzenia generatora. Jak już opisano wyżej, przy uzyskanym tuż przed wyłączeniem wyłącznika zrównoważeniu siły elektromotorycznej generatora (transformatora blokowego) i napięcia systemu wartość tych prądów po otwarciu wyłącznika z zamkniętą fazą L3 jest bardzo mała. Regulacja prądu wzbudzenia (zmniejszanie jego wartości – odwzbudzenie generatora) powoduje wyraźny wzrost tych prądów. Z punktu widzenia prowadzonych tu rozważań teoretycznych istotnym jest to, że zwiększenie wartości prądów w dwóch fazach generatora równoważne jest ze zwiększeniem wytwarzanego strumienia magnetycznego od składowych zgodnych i zwiększeniem momentu synchronicznego. Maszyna jest w dalszym ciągu utrzymywana w synchronizmie, pracując jako silnik lub generator, w zależności od ustawień turbiny. Synchronoskop, choć może wykazać zwiększoną nieco wartość kąta między porównywanymi napięciami $\Delta\varphi$, to nie wiruje tak jak w przypadku pełnego, 3-fazowego wyłączenia generatora. Maksymalną wartość momentu synchronicznego, jaką może w tym stanie wytworzyć maszyna oszacowano w następnym rozdziale.

Niepełnofazowe działanie wyłącznika polegające na tym, że **przerwana zostaje jedna faza, a dwie pozostają zamknięte** prowadzi również do stanu asymetrycznego prądów w uzwojeniach górnego napięcia transformatora blokowego. Płyną w nich teraz prądy w dwóch fazach gwiazdy. W uzwojeniach trójkąta strony dolnego napięcia płyną też dwa prądy, czemu towarzyszy przepływ 3 niesymetrycznych prądów w obwodzie gwiazdowym uzwojeń stojana generatora. Stopień asymetrii prądowej będzie w takim przypadku wyraźnie mniejszy od przypadku opisanego poprzednio. Składowe zgodne prądów stojana będą wyraźnie większe od składowych przeciwnych. Moment elektromagnetyczny synchroniczny, utrzymujący synchroniczny bieg maszyny, będzie mógł mieć większą wartość niż w przypadku poprzednim. Maszyna pozostanie więc w synchronizmie ze strumieniem magnetycznym od składowych zgodnych prądów a synchronoskop będzie zachowywał się tak jak poprzednio – jego wskazówka nie będzie się obracać mimo „działania” wyłącznika.

OKREŚLENIE MAKSYMALNEGO MOMENTU I MOCY GENERATORA 200 MW MOŻLIWYCH DO UZYSKANIA W STANIE JEDNOFAZOWEGO POŁĄCZENIA Z SYSTEMEM

Dla generatora 200 MW o parametrach znamionowych: moc pozorna $S_N=235$ MVA, napięcie $U_N=15,75$ kV, prąd $I_N=8630$ A, współczynnik mocy $\cos\varphi_N=0,85$, znamionowy prąd wzbudze-

nia $I_{fN}=186$ A, znamionowy prąd wzbudzenia przy biegu jałowym $I_{f0N}=700$ A, reaktancja synchroniczna podłużna $X_d=1,88$, można obliczyć wartości maksymalnego momentu i mocy synchronicznej w oparciu na wzorach:

$$P_m = m \frac{U_{phN} E_{phN}}{X_d} \quad \text{oraz} \quad M_m = \frac{P_m}{\Omega},$$

w których wartości napięć i sił elektromotorycznych są wartościami fazowymi, m jest liczbą faz a Ω jest prędkością synchroniczną generatora w rad/s.

W przypadku pracy znamionowej przy trójfazowym połączeniu generatora z systemem takie wartości maksymalne będą wynosiły odpowiednio:

– moc maksymalna

$$P_m = 3 \times \frac{9,09 \times 10^3 \times 23,2 \times 10^3}{1,88} = 336,5 \times 10^6 \text{ W} = 336,5 \text{ MW};$$

– moment maksymalny

$$M_m = \frac{336,5 \times 10^6}{314} = 1,071 \times 10^6 \text{ N} \cdot \text{m},$$

przy czym wartość znamionowej siły elektromotorycznej (23,2 kV) została obliczona na podstawie wykresu fazorowego generatora w stanie pracy znamionowej.

W przypadku jednofazowego połączenia generatora z siecią po stronie gwiazdy transformatora blokowego i zasilania jednej fazy uzwojenia trójkątowego napięciem znamionowym, w obwodzie stojana generatora powstaną składowe zgodne i przeciwne napięcia (składowe zerowe prądów zamkną się w obwodzie trójkąta). Składowe zgodne napięcia będą miały wartość:

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3} \left(\underline{U}_A + a \underline{U}_B + a^2 \underline{U}_C \right) \Rightarrow U_1 = \frac{1}{3} U_N.$$

Siła elektromotoryczna generatora wzbudzonego w trakcie wyłączenia z systemu, tak jak przy synchronizowaniu (w przybliżeniu), będzie więc miała wartość taką, jak napięcie znamionowe. Maksymalny moment i moc synchroniczna generatora (silnika synchronicznego) zasilanego jednofazowo poprzez transformator blokowy, wynikające z istnienia pola wirującego od składowych zgodnych napięcia zasilającego, będą miały wartości:

– maksymalny moment od składowych zgodnych

$$M_{m1} = \frac{9,09}{23,2} \times \frac{1}{3} M_m = 0,13 M_m = 0,22 M_N;$$

– maksymalna moc synchroniczna od składowych zgodnych

$$P_{m1} = 0,22 P_N.$$

Ponieważ moment i moc generatora (pracującego jako silnik zasilany niepełnofazowo) od składowych przeciwnych jest pomijalnie mała, to widać z powyższego, że maszyna dzięki momentowi od składowych zgodnych jest zdolna utrzymać synchronizm przy obciążeniu jej wału mocą o wartości około 22% mocy znamionowej, a więc około 44 MW. Jest to olbrzymia nadwyżka mocy nad standardową wartością mocy zwrotnej przy rutynowym wyłączeniu generatora z mocą zwrotną na poziomie 1% mocy znamionowej (2 MW).

WYNIKI BADAŃ NA MODELU LABORATORYJNYM

Dla potrzeb weryfikacji przedstawionych rozważań teoretycznych w Laboratorium Maszyn Elektrycznych Politechniki Warszawskiej zbudowany został model laboratoryjny generatora współpracującego z systemem. Zbudowany model obejmował cały układ pracy generatora połą-

czonego z systemem jak na rysunku 3. Główne urządzenia tego układu reprezentowane były przez rzeczywiste maszyny:

- turbogenerator: przez generator synchroniczny 3-fazowy, 10 kVA, 380 V, 1500 obr/min, wzbudzany w układzie: autotransformator – układ prostowniczy, napędzany silnikiem prądu stałego,
- transformator blokowy: przez transformator 3-fazowy, 4 kVA, 380/220 V; Yd11,
- przekładniki napięciowe 220 kV: przez przekładniki napięciowe 380/100 V;
- kolumna synchronizacyjna: kolumna typu KS1-144 (prod. Lumel).

System 220 kV reprezentowany był przez napięcia strony wtórnej transformatora 380/220 V, zasilanego z sieci 380 V, z uziemionym punktem neutralnym. Badania przeprowadzono dla następujących stanów systemu i działania wyłącznika:

Pełnofazowe działanie wyłącznika

Generator pracował w synchronizmie z systemem. Moc czynna oddawana do systemu wynosiła 0 lub była bliska 0. Prądy w linii wyłącznika wynosiły 0 lub były bliskie 0. W obwodzie stojana generatora i w uzwojeniach pierwotnych „transformatora blokowego” płynęły niewielkie prądy magnesujące. Wskazówka synchronoskopu była nieruchoma, wskaźniki ΔU i Δf wskazywały 0.

Po wyłączeniu wyłącznika **wskazówka synchronoskopu natychmiast zaczynała wirować**, szybkość jej wirowania zwiększała się wraz ze spadkiem prędkości obrotowej generatora.

Niepełnofazowe działanie wyłącznika

W stanie pracy synchronicznej z mocą czynną 0 lub niewielką mocą zwrotną i prądami w linii wyłącznika 0 (lub bliskimi 0) otwierano wyłącznik tak, że faza L3 pozostawała zamknięta. W układzie zachodziły następujące zmiany:

- w fazie L3 linii wyłącznika płynął bardzo niewielki prąd,
- w obwodach faz L2 i L3 generatora płynęły niewielkie prądy,

– **wskazówka synchronoskopu pozostawała nieruchoma**, wykazując minimalne odchylenie w kierunku ujemnej wartości $\Delta\varphi$.

Generator pozostawał w synchronizmie ze strumieniem wirującym od składowych zgodnych prądów stojana. Układ pozostawał stabilny i z bardzo małymi wartościami prądów, o ile nie regulowano prądu wzbudzenia generatora. Obniżanie wartości prądu wzbudzenia prowadziło do zwiększania wartości prądów w fazie L3 wyłącznika oraz prądów w uzwojeniach L2 i L3 stojana. Zachowanie się synchronoskopu nie ulegało jednak zmianie – **jego wskazówka pozostawała w spoczynku**.

Podobne efekty występowały przy próbie obniżenia prędkości obrotowej generatora (poprzez regulację silnika napędowego). Prowadziło to do zwiększenia wszystkich prądów (choć w mniejszym stopniu niż przy regulacji wzbudzenia generatora). Zwiększeniu ulegał kąt rozchylenia wektorów napięcia generatora i systemu $\Delta\varphi$ – nie można było jednak wytrącić maszyny synchronicznej z synchronizmu. Przy regulacji w zakresie takim, że prądy nie przekraczały wartości znamionowych, moment synchroniczny osiągał wartości wystarczająco duże do utrzymania maszyny w synchronizmie. **Wskazówka synchronoskopu pozostawała w spoczynku**; zauważalne było niewielkie wychylenie jego wskazówki z pozycji 0.

Podobne obserwacje zachowania się generatora i synchronoskopu przeprowadzono dla innych przypadków nieprawidłowego działania wyłącznika – gdy po jego otwarciu zamknięte pozostawały fazy L1 lub L2. Przebieg zjawisk i zachowanie się synchronoskopu były identyczne jak dla pierwszego opisanego wyżej przypadku z pozostawioną zamkniętą fazą L3.

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Przeprowadzona analiza teoretyczna i badania laboratoryjne zachowania się turbogeneratora oraz synchronoskopu podczas wyłączania generatora z systemu pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

- W większości elektrowni polskich układy synchronizacji (kolumny synchronizacyjne) używane są tylko podczas włączania generatora do sieci. Po zakończeniu tej operacji ich obwody są wyłączane.

- W trakcie rutynowego „odstawiania” turbogeneratora (wyłączania ze współpracy z systemem elektroenergetycznym generatora biegnącego praktycznie jałowo) zachowanie się synchro-

noskopu jest zasadniczo różne podczas pełnofazowego i niepełnofazowego działania wyłącznika:

– podczas współpracy generatora z systemem wskazówka synchronoskopu pozostaje w spoczynku, w pozycji zero;

– po pełnofazowym zadziałaniu wyłącznika (skutecznym wyłączeniu wszystkich trzech faz toru wyprowadzenia mocy) wskazówka synchronoskopu wiruje;

– po niepełnofazowym zadziałaniu wyłącznika (wyłącznik nie dokonał skutecznej przerwy w jednej lub dwóch fazach toru wyprowadzenia mocy) wskazówka synchronoskopu nie zaczyna wirować, pozostaje w spoczynku, wykazując ewentualnie – w zależności od nastawień turbiny i wzbudzenia generatora – niewielkie, stabilne odchylenie od pozycji 0.

Zachowanie się wskazówki synchronoskopu po wyłączeniu generatora jest więc miarodajnym wskaźnikiem pozwalającym ocenić poprawność działania wyłącznika.

• Wykorzystanie synchronoskopu jako wskaźnika poprawności działania wyłącznika generatora jest szczególnie celowe w następujących okolicznościach:

– gdy w układzie wyprowadzenia mocy nie ma wyłącznika generatorowego,

– gdy wyłącznik toru wyprowadzenia mocy zainstalowany jest w dużej odległości od generatora i utrudnione jest lub w jakikolwiek sposób niepewne przesyłanie sygnałów świadczących o stanie wyłącznika,

– gdy wyłącznik ma niezależne napędy styków ruchomych w poszczególnych fazach i możliwe jest „niepełne” otwarcie lub zamknięcie wyłącznika,

– gdy system zabezpieczeń generatora nie potrafi „rozdzielić” pełnego i niepełnego otwarcia toru wyprowadzenia mocy.

• Niepełnofazowe działanie wyłącznika w trakcie rutynowego odstawiania turbogeneratora nie doprowadza do powstania natychmiastowego zagrożenia dla generatora i innych urządzeń bloku, o ile obsługa ruchowa bloku – dzięki obserwacji synchronoskopu – zorientuje się, że takie nieprawidłowe działanie wyłącznika nastąpiło i nie rozpocznie odwzbudzenia generatora. Pełna ocena stanu wyłącznika po podaniu sygnału sterującego wyłączenie wyłącznika może być oparta na następującym rozumowaniu:

wskazówka synchronoskopu wiruje – świadczy to, że wyłącznik wyłączył skutecznie (pełnofazowo) generator z sieci;

wskazówka synchronoskopu nie wiruje – świadczy to o nieprawidłowym działaniu wyłącznika; nie otworzył on w pełni toru wyprowadzenia mocy. Dla sprawdzenia stopnia nieprawidłowości działania wyłącznika można przeprowadzić prosty test, polegający na lekkim odwzbudzeniu generatora za pomocą ręcznej regulacji prądu wzbudzenia i obserwacji zmian prądów stojana. Możliwe są dwa przypadki:

a) – wszystkie trzy fazy pozostały zamknięte: odwzbudzeniu towarzyszy symetryczny wzrost trzech prądów fazowych generatora, proporcjonalny do stopnia odwzbudzenia,

b) – jedna lub dwie fazy pozostały zamknięte: odwzbudzeniu towarzyszy niesymetryczny wzrost prądów fazowych generatora.

Po stwierdzeniu, że zachodzi przypadek a) można zrezygnować z odstawiania generatora za pomocą uszkodzonego wyłącznika.

Po stwierdzeniu, że zachodzi przypadek b) można postąpić dwojako:

– po powtórным wyregulowaniu prądu wzbudzenia tak, aby prądy generatora (i linii) były zbliżone do zera można dokonać próby załączenia wyłącznika i zamknięcia wszystkich faz. Byłoby to powtórne pełne zsynchronizowanie generatora z siecią,

– po powtórным uregulowaniu prądu wzbudzenia tak, aby prądy generatora i linii były zbliżone do zera generator można wyłączyć (awaryjnie) za pomocą odłącznika.

LITERATURA

[1] J. Przybysz: *Turbogeneratory. Eksploatacja i diagnostyka*. WNT, Warszawa, 1991.

[2] W. Latek: *Turbogeneratory*. WNT, Warszawa, 1973.

[3] *Generator synchronizing industry survey results. IEEE Power System Relaying Committee Report*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, 1996.

JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ

GRZEGORZ BŁAJSZCZAK

Zarządzanie Usługami Operatorskimi
Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

WPLYW ALGORYTMU POMIAROWEGO NA WARTOŚCI PARAMETRÓW JAKOŚCIOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Utrzymanie standardów jakościowych stało się w ostatnim okresie istotnym elementem dostawy i odbioru energii elektrycznej. Przepisy prawne [1] obligują dostawcę do nieprzekraczania granicznych wartości kilku parametrów, a przepisy przyłączeniowe określają parametry energii odbieranej [4]. Na tej podstawie mogą pojawiać się kompensacje finansowe za niedotrzymanie parametrów przez jedną ze stron [2]. Roszczenia o odszkodowania mogą pojawiać się również w przypadkach zakłóceń jakości energii elektrycznej nie objętych przepisami, jeżeli przyczyniły się one do powstania strat. Pomiaru tych samych parametrów jakościowych mogą być realizowane na wiele sposobów, według różnych algorytmów obliczeniowych, a nawet według różnych definicji – co oczywiście będzie prowadzić do różnych wyników. W dalszej części artykułu przedstawiono przykłady poprawnych algorytmów pomiarowych prowadzących do znacząco różnych wyników.

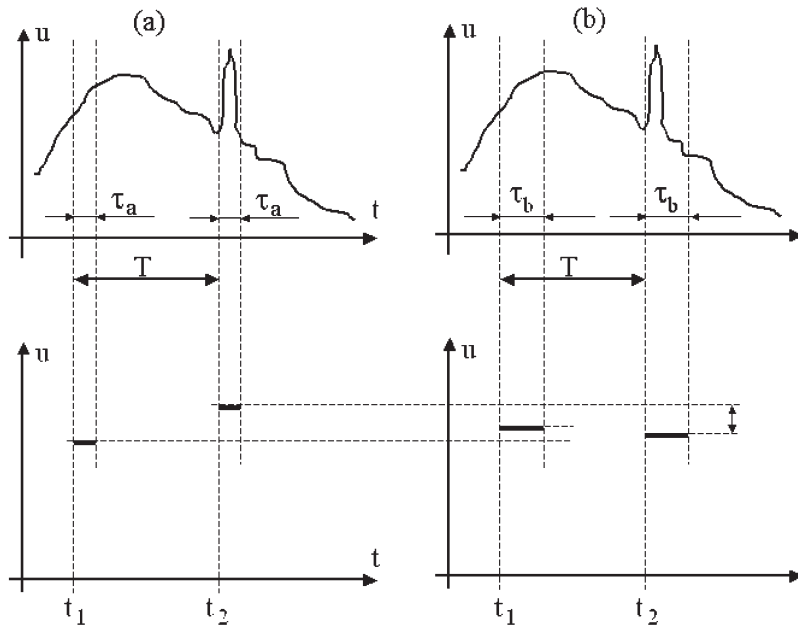
TECHNICZNA REALIZACJA POMIARÓW

Parametry jakościowe są wyliczane na podstawie pomiarów napięć i prądów, ponieważ nie są bezpośrednio mierzalne. Do obliczenia większości parametrów niezbędna jest znajomość chwilowych wartości napięć i prądów. Stosowane obecnie układy wyznaczania parametrów jakościowych mają charakter cyfrowy. Budowa układów analogowych jest technicznie możliwa, ale ze względu na wiele wad nie jest stosowana.

Proces pomiarowy składa się z kilku etapów. Mierzone napięcie lub prąd jest najpierw przekształcane na analogowy sygnał elektroniczny, na przykład napięcie o zakresie od 0 do 10 V, w którym 10 V odpowiada wartości maksymalnej, 5 V zeru, a 0 V wartości minimalnej (ujemnej). Zarówno napięcie, jak i prąd mogą być również przekształcane na elektroniczny sygnał prądowy np. 0 – 20 mA. Układ formowania analogowego sygnału elektronicznego, przy pomiarach w obwodach wielkiej mocy składa się na ogół z części wysokonapięciowej (transformatory, przekładniki, dzielniki, itp.) oraz elektronicznego układu dopasowującego.

Kolejnym etapem jest przekształcenie sygnału analogowego na wartości cyfrowe. Sygnał analogowy jest próbkowany (jak na rys. 1) w określonych odstępach czasu T (z ustaloną częstotliwością). Wartość wielkości mierzonej (napięcia lub prądu) jest znana tylko w określonych punktach czasowych (t_1, t_2, \dots). Nie ma natomiast żadnej informacji co dzieje się z sygnałem między kolejnymi punktami czasowymi. Próbka sygnału analogowego jest zapamiętywana (np. w kondensatorze), a następnie przekształcana na wartość cyfrową. Sposób pobrania próbki może być różny i ma wpływ na końcowy wynik. Najczęściej, kondensator dołączany jest do sygnału mierzonego na kilka mikrosekund i zawiera średnią wartość sygnału w ciągu tych mikrosekund. Wydłużenie (rys. 1b) lub skrócenie (rys. 1a) tego czasu (τ) wiąże się z uśrednianiem innego odcinka wielkości mierzonej i daje inny wynik pomiaru. Uzyskane wyniki cyfrowe pomiaru uznawane są zazwyczaj jako wartości wielkości mierzonej w punktach czasowych t_1, t_2, \dots . Równie dobrze można uznać je za wartości w punktach $t_1 + \tau, t_2 + \tau, \dots$, choć najbardziej naturalne byłoby przyjęcie punktów czasowych $t_1 + \frac{1}{2}\tau, t_2 + \frac{1}{2}\tau, \dots$. Innym podejściem jest przyjmowanie, że wartość zmierzona w punkcie t_1 reprezentuje sygnał w zakresie od $t_1 - \frac{1}{2}T$ do $t_1 + \frac{1}{2}T$. Choć prowadzą do

różnych wyników, wszystkie te podejścia są poprawne. Przy wyliczaniu parametrów jakościowych często wykorzystywane są wielkości z trzech faz lub prąd i napięcie jednocześnie. W takim przypadku przyjęcie tych samych okresów zbierania próbek i identycznego ich odniesienia do punktów czasowych jest konieczne dla uzyskania poprawnych wyników.



Rys. 1. Ilustracja wpływu czasu zbierania próbki na jej wartość

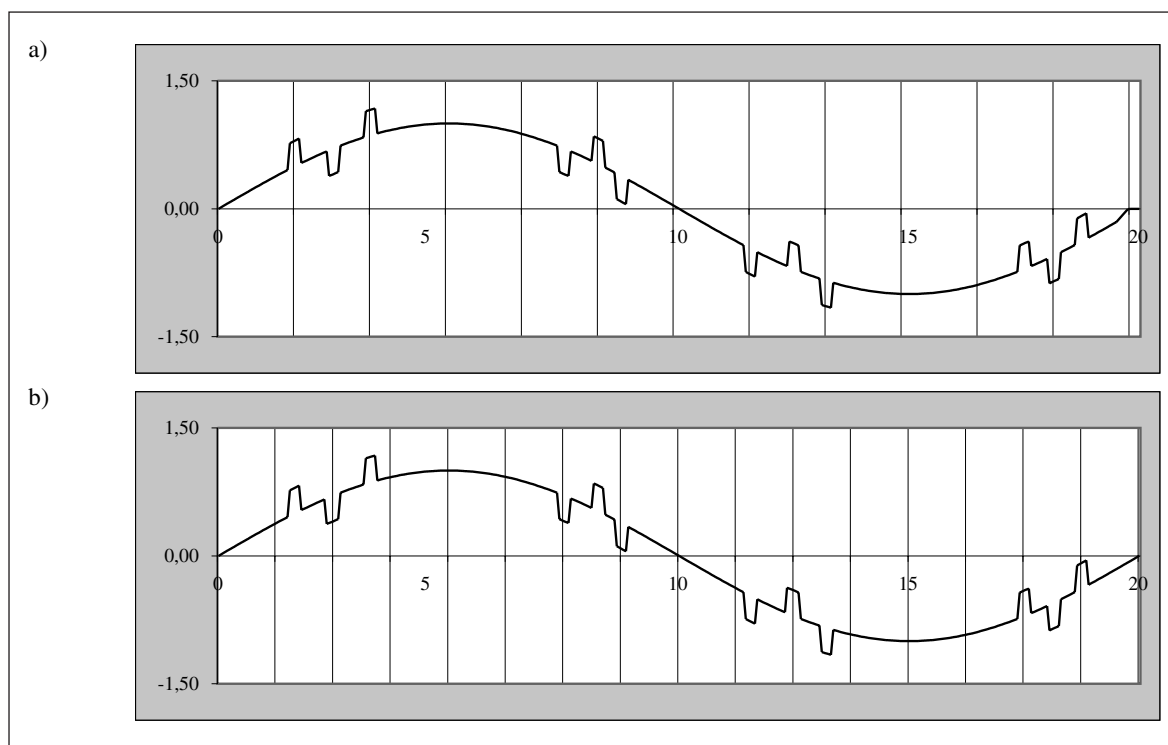
Zarejestrowana wartość analogowa przetwarzana jest na wartość cyfrową (tzn. liczbę w systemie dwójkowym). Sposób pracy użytego przetwornika A/C nie ma wpływu na dokładność wyniku. Istotnym parametrem jest natomiast ilość bitów, na których reprezentowany jest wynik cyfrowy. Przykładowo, w przetworniku dwunastobitowym dwa pierwsze bity są bitami pomocniczymi (pierwszy – sterujący, drugi – znak liczby), a pozostałych dziesięć reprezentuje wartość mierzona. Oznacza to, że sam zapis cyfrowy ogranicza dokładność do $1/2^{10} = 1/1024 \approx 0,1\%$ maksymalnej wartości wielkości mierzonej.

CZĘSTOTLIWOŚĆ PRÓBKOWANIA

Większość analizatorów jakości energii umożliwia ustawianie częstotliwości próbkowania wielkości mierzonej w szerokim zakresie. Częstotliwość próbkowania ma istotny wpływ na szczegółowość cyfrowej reprezentacji sygnału. Ogólnie mówiąc, dokładność będzie tym większa im większa częstotliwość. Produkowane seryjnie przetworniki A/C umożliwiają obecnie gromadzenie próbek nawet co 0,1 mikrosekundy (10 MHz). Granica możliwości technicznych daleko wykracza poza potrzeby analizy jakości energii. Duża częstotliwość próbkowania powoduje wzrost liczby przetwarzanych i gromadzonych danych, ale nie zawsze prowadzi do oczekiwanego wzrostu dokładności. W szczególnych przypadkach dobór częstotliwości może powodować uwypuklanie lub ukrywanie wybranych typów odkształceń. Poniżej przedstawiono przykłady pokazujące wpływ doboru częstotliwości na wynik pomiaru.

Przy pomiarze wartości skutecznej prądu lub napięcia o znanej częstotliwości podstawowej (50 Hz), teoretycznie wystarczą już dwie próbki pomiarowe na okres. Przez dwa punkty $V_1(t_1)$ i $V_1(t_2)$ przy $|t_2 - t_1| < T$ może przechodzić tylko sinusoida o jednej amplitudzie i o częstotliwości $f = 1/T$. Próbkowanie przebiegu mierzonego może być synchronizowane z tym przebiegiem, jeżeli tylko częstotliwość próbkowania będzie wielokrotnością częstotliwości podstawowej przebiegu mierzonego. W przypadku przebiegów odkształconych pomiary oparte nawet na wielu próbkach na okres, nie zawsze dają poprawne wyniki. Na rysunku 2 pokazano pomiar odkształconego napięcia próbkowanego 12 (rys. 2a) i 16 (rys. 2b) razy na okres. Czasy zbierania każdej z próbek są na tyle krótkie, że zaznaczono je liniami pionowymi. Pomiar w przypadku „a” trafia w dodatnie (zwiększa-

jące napięcie) ryple, nie zauważając rypli ujemnych. W przypadku „b” pomiar pomija ryple dodatnie, uwzględniając za to ryple ujemne. Wartość skuteczna zmierzona w przypadku „a” będzie większa niż w przypadku „b”. Stosując nawet kilkaset próbek na okres również jest możliwe takie „dostrzeżenie” częstotliwości próbkowania, aby otrzymać większą lub mniejszą wartość pomiaru.

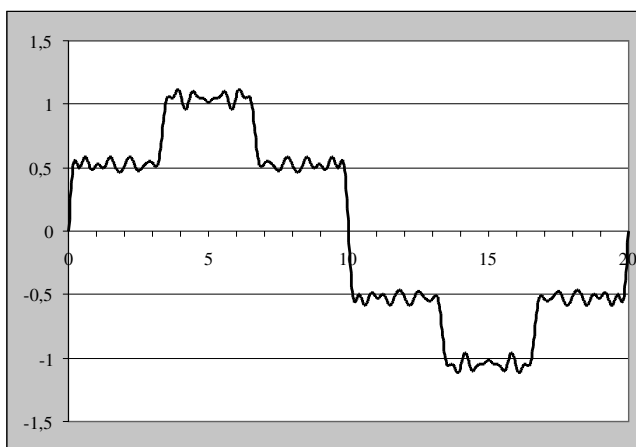


Rys. 2. Ilustracja wpływu częstotliwości próbkowania na wynik pomiaru (liniami pionowymi zaznaczono punkty czasowe pobierania próbek). Częstotliwość: a) 12 próbek na okres (600 Hz), b) 16 próbek na okres (800 Hz)

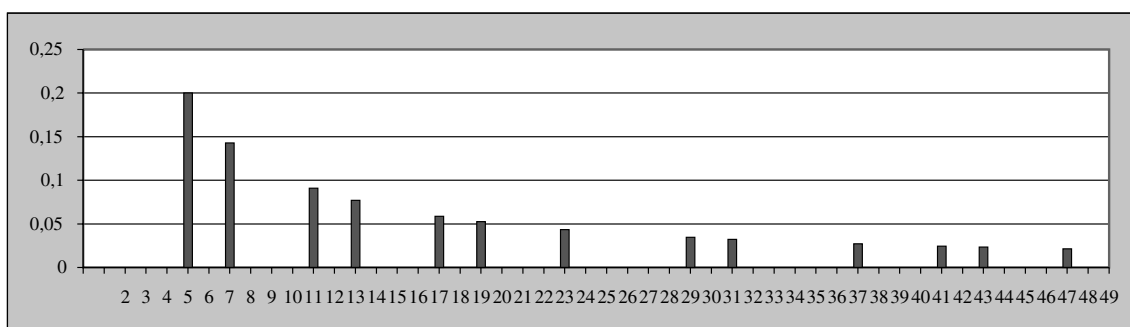
Pomiary stopnia odkształcenia przebiegów prądu i napięcia w decydującym stopniu zależą od częstotliwości próbkowania. Jak wynika z rysunku 2 jest możliwe takie dobranie częstotliwości, aby punkty czasowe omijały odkształcenia i próbki były pobierane jedynie z odcinków sinusoidy podstawowej.

Informacje o stopniu odkształcenia przebiegu prądu lub napięcia podaje się na ogół przedstawiając zawartość wyższych harmonicznych [3]. Obliczanie tych parametrów oparte jest na twierdzeniu Fouriera mówiącym że: każdy, dowolnie odkształcony przebieg okresowy można przedstawić jako sumę przebiegów sinusoidalnych o różnych amplitudach i częstotliwościach będących wielokrotnością częstotliwości podstawowej badanego przebiegu. Podając na przykład harmoniczne napięcia sieci: piątą, siódmą i jedenastą – mówi się o amplitudach składowych sinusoidalnych o częstotliwościach 250, 350 i 550 Hz. Harmoniczne są tworem matematycznym, wyliczanym (w tym przypadku) na potrzeby analizy jakości energii elektrycznej. Zawartość harmonicznych podaje się często w procentach jako stosunek danej harmonicznej do harmonicznej podstawowej (pierwszej). Dla zobrazowania łącznej zawartości wyższych harmonicznych wylicza się współczynnik THD jako stosunek sumy geometrycznej amplitud wszystkich wyższych harmonicznych (poza pierwszą) do amplitudy pierwszej harmonicznej.

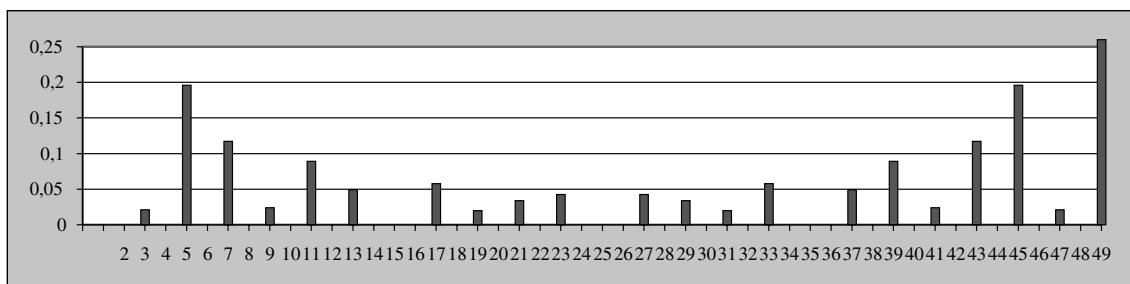
Na rysunku 3 przedstawiono przebieg odkształconego prądu zawierającego wyższe harmoniczne pokazane na rysunku 4a. Dla tego prądu wyliczono wyższe harmoniczne przy różnych częstotliwościach próbkowania. Rysunek 4b przedstawia widmo harmonicznych przy częstotliwości 50 próbek na okres (2500 Hz), a rysunek 4c przy częstotliwości 75 próbek na okres (3750 Hz). Porównując rysunki 4a, 4b i 4c widać wzrost dokładności pomiaru przy większej częstotliwości próbkowania. Przy obliczeniach opartych na mniej niż 50 próbkach na okres, wyniki nadmiernie odbiegają od rzeczywistych parametrów, a z kolei przy ponad 100 próbkach (z pewnymi wyjątkami) idealnie przystają do rzeczywistych wartości.



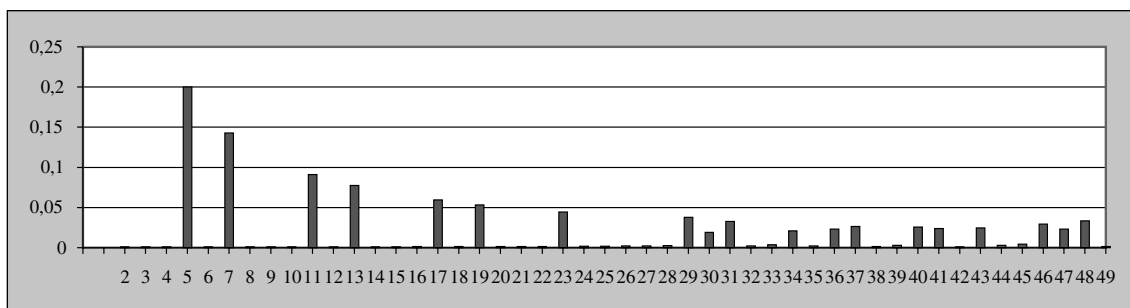
Rys. 3. Przebieg prądu analizowanego na rysunku 4, (oś czasu w ms)



a) Rzeczywista zawartość wyższych harmonicznych w prądzie z rysunku 3 (wartość 1-harmonicznej $I_1=1,000$)



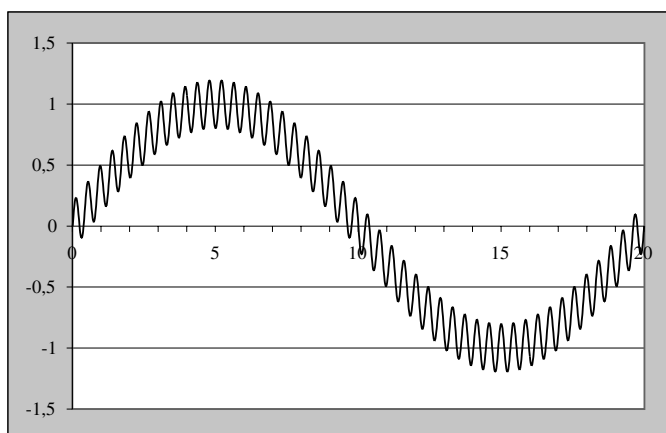
b) Obliczona zawartość wyższych harmonicznych w prądzie z rysunku 3 przy częstotliwości 50 próbek na okres (obliczona wartość 1-harmonicznej $I_1=0,981$)



c) Obliczona zawartość wyższych harmonicznych w prądzie z rysunku 3 przy częstotliwości 75 próbek na okres (obliczona wartość 1-harmonicznej $I_1=0,999$)

Rys. 4. Porównanie wyników obliczeń wyższych harmonicznych przy różnych częstotliwościach próbkowania

Jeżeli proces pobierania próbek jest zsynchronizowany z badanym przebiegiem, istnieje możliwość takiego dobrania częstotliwości próbkowania, aby odkształcenia były niewidoczne. Dla zilustrowania tego przypadku będzie analizowany prąd odkształcony tylko jedną, 47-harmoniczną o wartości $I_{47}=0,2$ ($I_1=1$), jak na rysunku 5. W tabeli 1 przedstawiono wyniki obliczeń zawartości wyższych harmonicznych przy różnych częstotliwościach próbkowania. Dla 80 i 90 próbek na okres wynik pomiaru jest już bliski rzeczywistości. Przy zwiększeniu częstotliwości do 94 próbek na okres (4700 Hz) błąd gwałtownie rośnie – odkształcenie jest kilkukrotnie mniejsze ($I_{47}=0,058$ zamiast 0,2). Przy dalszym wzroście częstotliwości pomiar staje się ponownie bliski wartości rzeczywistej.



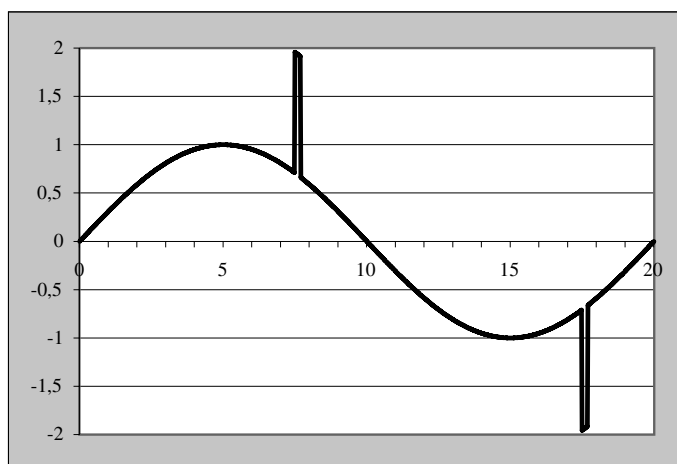
Rys. 5. Przebieg odkształconego prądu – analizowanego w tabeli 1

Wyniki obliczeń zawartości wyższych harmonicznych dla prądu z rysunku 5

Tabela 1

ilość próbek na okres	częstotliwość próbkowania	obliczona wartość 1-harmonicznej	obliczona wartość 47-harmonicznej	obliczona wartość współczynnika THD
80	4000 Hz	0,992	0,201	0,285
90	4500 Hz	0,999	0,194	0,279
94	4700 Hz	1,000	0,058	0,084
95	4750 Hz	0,990	0,198	0,201

Próbkowanie prądu odkształconego 47 harmoniczną (2350 Hz) z częstotliwością dwukrotnie większą powoduje pobieranie próbek zawsze w punktach, w których ta harmoniczna ma wartość zerową. W takim przypadku obliczona wartość harmonicznej powinna być zerowa. Wynik dla 4700 Hz przedstawiony w tabeli 1 różni się od zera ze względu na brak idealnej synchroniza-



Rys. 6. Przebieg odkształconego napięcia – analizowanego w tabeli 2 i na rysunku 7

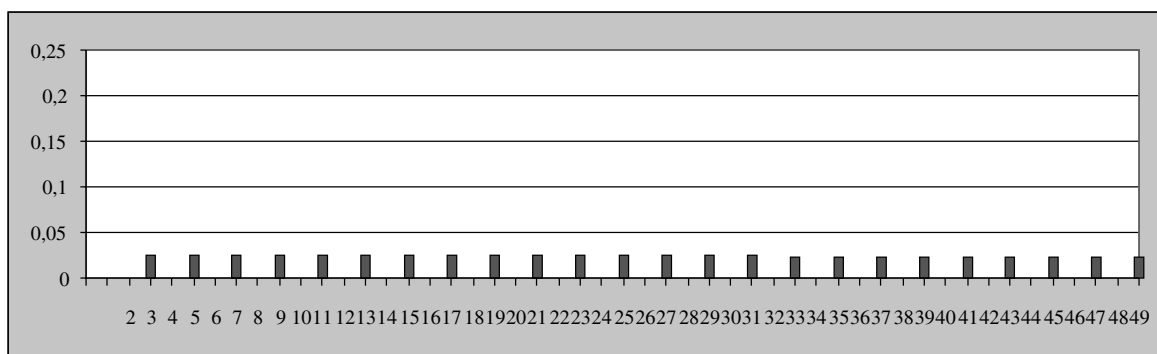
cji. Harmoniczna o numerze „k” (o częstotliwości $k \cdot f_1$, $f_1=50$ Hz) nie będzie widoczna w wynikach obliczeń jeżeli przebieg będzie próbkowany z częstotliwością $2kf_1/n$ (gdzie $n=1,2,3, \dots$).

Na rysunku 6 przedstawiony jest przebieg napięcia odkształconego pojedynczym, cyklicznie powtarzającym się impulsem o czasie trwania 0,1 ms powodującym przepięcie równe dwukrotnej amplitudzie. Pojawienie się takiego impulsu w sieci zasilającej spowodowałoby uszkodzenia lub zakłócenia pracy wielu urządzeń. Analiza harmoniczna w takich przypadkach jest mało skuteczna co ilustruje tabela 2 i rysunek 7.

Wyniki obliczeń zawartości wyższych harmonicznych dla napięcia z rysunku 6

Tabela 2

ilość próbek na okres	częstotliwość próbkowania	obliczona wartość 1-harmonicznej	obliczona wartość współczynnika THD
100	5 kHz	0,980	0,000
200	10 kHz	1,026	0,120
300	15 kHz	1,039	0,138
400	20 kHz	1,024	0,095
500	25 kHz	1,024	0,095
600	30 kHz	1,033	0,116
700	35 kHz	1,033	0,116
800	40 kHz	1,033	0,116
900	45 kHz	1,033	0,116
1000	50 kHz	1,033	0,116



Rys. 7. Zawartość wyższych harmonicznych w napięciu z rysunku 6, przy częstotliwości 1000 próbek na okres (50 kHz)

UOGÓLNIANIE PARAMETRÓW NA SZERSZE PRZEDZIAŁY CZASOWE

Oceniając jakość energii elektrycznej podaje się często wybrane parametry w określonej godzinie, dniu, dla całego miesiąca a nawet roku. Wartość reprezentująca dany parametr w dłuższym okresie czasu jest zawsze uśrednieniem wartości pośrednich.

Przykładowo, zawartość wyższych harmonicznych w napięciu może być obliczana dla każdego okresu (20 milisekund). Z kolejnych pięćdziesięciu wartości obliczana będzie wartość średnia dla danej sekundy, z wartości sekundowych – średnia dla całej minuty, a z wartości minutowych – wartość godzinowa. Wartość godzinową można uzyskać przeprowadzając jednorazowo obliczenia dla próbek ze wszystkich okresów w tej godzinie. Obliczenia na podstawie próbek z wielu okresów wymagają więcej pamięci, ale za to prowadzą do dokładniejszych wyników. Za wartość godzinową może zostać również uznany wynik obliczeń jednego lub kilku wybranych okresów w ciągu godziny. Przyjmowanie, że w całej godzinie zawartość harmonicznych była taka jak w ciągu kilku okresów, zdecydowanie redukuje ilość obliczeń i przechowywanych danych, ale na ogół prowadzi do wyników znacząco różniących się od wartości średnich. Możliwe jest również przeprowadzenie obliczeń dla wszystkich okresów (w danej godzinie) po

kolei i zapamiętanie jedynie okresu o wartościach maksymalnych lub minimalnych – w zależności od potrzeb.

Analiza Fouriera, w myśl definicji, powinna być przeprowadzana na podstawie danych z co najmniej jednego całego okresu. Niektóre algorytmy zakładają, że ujemna połówka „sinusoidy” jest tak samo odkształcona jak dodatnia i bazują na próbkach jedynie z połowy okresu. Zdarza się również, że zakłada się symetryczność każdej połówki „sinusoidy” i do obliczeń bierze się jedynie jedną czwartą okresu. Takie obliczenia mogą dać poprawne wyniki jedynie w przypadkach, gdy analizowane przebiegi spełniają przyjęte założenia.

Krótkie, milisekundowe odkształcenia, wywołane skokowym poborem prądu lub przepięciem, pojawiające się kilkakrotnie w ciągu doby, są praktycznie niewidoczne dla analizy w dziedzinie częstotliwości. Ich zarejestrowanie możliwe jest tylko przy ciągłym próbkowaniu przebiegów i porównywaniu próbek z oczekiwanymi wartościami w poszczególnych punktach czasowych.

Pomiary wartości skutecznej napięcia wymagają również uśredniania wartości z czasowych punktów pomiarowych. W stanach ustalonych wystarczający może być jeden pomiar na godzinę. W stanach nieustalonych, podobnie jak w przypadku wyższych harmonicznych, ilość pomiarów przekłada się na dokładność analizy.

Analiza jakości energii służy bieżącemu monitorowaniu sytuacji w sieciach, ocenie dotrzymywania zobowiązań kontraktowych, a także wyjaśnianiu przyczyn awarii i zakłóceń pracy odbiorników. We wszystkich tych przypadkach najkorzystniejsze wydaje się próbkowanie w każdym punkcie pomiarowym trzech napięć i trzech prądów z możliwie wysoką częstotliwością na przykład 50 kHz (1000 próbek na okres). Parametry jakościowe byłyby wyliczane na podstawie danych historycznych, w zależności od potrzeb. Oznaczałoby to gromadzenie z każdego punktu pomiarowego $77,76 \cdot 10^{10}$ liczb w ciągu miesiąca. Choć jest to technicznie możliwe, magazynowanie, a zwłaszcza przesyłanie takiej ilości danych, jest bardzo dyskusyjne. Innym podejściem jest zmienianie częstotliwości próbkowania oraz częściowe przetwarzanie danych – wyliczanie parametrów średnich i ich przechowywanie.

PODSUMOWANIE

Dokładność pomiarów sinusoidalnych napięć i prądów jest na ogół jednoznacznie określona klasą przyrządów pomiarowych (transformatorów, przekładników, przetworników, itp.). Pomiar parametrów jakościowych energii elektrycznej dotyczy głównie sytuacji, w których napięcia i prądy zmieniają swoje wartości i są odkształcone od sinusoid. W takich sytuacjach dokładność niektórych elementów układu pomiarowego jest nieznana, gdyż były one wzorcowane dla przebiegów sinusoidalnych 50 Hz. Błąd wprowadzany przez przyrządy powiększany jest dodatkowo przez błąd algorytmu pomiarowego. Największy wpływ mają: czas pobierania próbki, częstotliwość próbkowania, wybór analizowanego przedziału, przesunięcie fazowe zsynchronizowanego zbierania próbek i uogólnianie obliczeń na szersze przedziały czasowe. Brak ustawowego sprecyzowania sposobów pomiaru parametrów jakościowych może powodować manipulacje poprzez dobieranie algorytmów pomiarowych w zależności od pożądaných wyników pomiarów.

LITERATURA

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r, *W sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców*. Dz. U. Nr 85, poz. 957.
- [2] Hanzelka Z. *Jakość energii w warunkach rynku energii*, Biuletyn URE, nr 5 (31), 2003.
- [3] Błajszczak G. *Analiza i ilustracja prądów, napięć i mocy odkształconych wyższymi harmonicznymi*, *Elektroenergetyka (PSE SA)*, Nr 1, marzec, 2001, str. 30 – 42.
- [4] Błajszczak G. *Zapewnienie właściwej jakości energii elektrycznej – Nowy typ usług systemowych*, *Energetyka*, Nr 8, sierpień, 2000, str. 408 – 415.

Szanowni Czytelnicy

☛ Przyjmujemy zamówienia na prenumeratę na 2004 rok czasopism wydawanych przez PSE.

☛ Ceny nie zostały zmienione i w dalszym ciągu kształtują się następująco:

- ✓ Biuletyn Miesięczny – 180 zł + VAT
- ✓ Elektroenergetyka – 56 zł + VAT
- ✓ Fakty. Dokumenty – 52 zł + VAT

☛ Proponujemy też Państwu zamieszczenie na naszych łamach reklam i tekstów sponsorowanych, zgodnie z poniższym cennikiem:

Okładka II	– 2200 zł + VAT
1 strona (kolor) wewnątrz	– 2000 zł + VAT
1 strona (czarno-biała) wewnątrz	– 1500 zł + VAT
1 strona tekstu sponsorowanego	– 1300 zł + VAT
1 strona tekstu sponsorowanego ze zdjęciami	– 1800 zł + VAT
Cena dołączenia reklamowej wkładki z gotowych materiałów klienta	– 1000 zł + VAT

☛ Dla klientów, którzy zamieszczą reklamę co najmniej trzykrotnie – 10% rabatu.

☛ Prosimy reklamodawców, aby nadsyłane materiały reklamowe odpowiadały następującym parametrom:

- format – 202 x 290 (bez spadów)
- rozdzielczość – 1500 dpi
- liniatura – 150 lpi
- spady – 5 mm

☛ Warunkiem zamieszczenia reklamy jest przystanie zamówienia z podanym numerem NIP-u oraz upoważnienia do wystawienia faktury bez Państwa podpisu.

☛ **Nasz adres:**

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
Biuro Zarządu, Redakcja
00-496 Warszawa, ul. Mysia 2
fax: (0-22) 693 10 87



KOLEGIUM REDAKCYJNE

Wojciech KAMIŃSKI – Redaktor Naczelny
(Tel.: 629 – 15 – 77, 693 – 25 – 88)
(Fax: 693 – 13 – 82)

Zygmunt MACIEJEWSKI – Zastępca Redaktora Naczelnego
(Tel.: 693 – 22 – 29)

Elżbieta WADOWIARSKA – Sekretarz Redakcji
(Tel. 693 – 21 – 77)
e-mail: elzbieta.wdowiarska@pse.pl

Ryszard FRYDRYCHOWSKI
Zbigniew ORKISZ
Jacek RATZ

Tomasz SIKORSKI
Regina WEGNEROWSKA

Wydawca:
POLSKIE SIECI ELEKTROENERGETYCZNE SA
Biuro Zarządu

ISSN 1230-039X

Adres Redakcji
00-496 Warszawa, ul. Mysia 2

Redakcja zastrzega sobie prawo dokonywania zmian i skrótów w nadesłanych materiałach oraz opracowania redakcyjnego tekstów.
Atrykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.

Realizacja wydawnicza: Argraf Sp. z o.o., 03-301 Warszawa, ul. Jagiellońska 76