

## Wybór miejsca zainstalowania wodorowego bufora energetycznego w systemie elektroenergetycznym

**Streszczenie.** W artykule zawarto wyniki analiz i badań, których celem jest określenie optymalnej lokalizacji wodorowego bufora energetycznego w systemie elektroenergetycznym. Dokonano wstępnych założeń pracy bufora. Przeanalizowano wpływ instalacji bufora na parametry sieci oraz określono parametry jego elementów składowych w oparciu o rzeczywiste wyniki pomiarów przepływów energii. Efektem badań jest wskazanie stacji elektroenergetycznej do posadowienia bufora oraz sprawdzenie warunków jego pracy.

**Abstract.** The paper presents the results of analyses and tests aimed at determining the optimal location of the hydrogen energy buffer in a distribution network. Initial assumptions of the buffer operation were made. The influence of the buffer installation on the network parameters was analyzed and the parameters of its components were determined, based on the actual results of energy flow measurements. The result of the research is the indication of a power station for the buffer location and checking its operating conditions. (The selection of installation place of the hydrogen energy buffer in the electric power system).

**Słowa kluczowe:** magazyn energii, wodór, system elektroenergetyczny, bufor energetyczny.

**Keywords:** energy storage, hydrogen, power system, energy buffer.

### Wprowadzenie

Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie wraz z Uniwersytetem Szczecińskim i Enea Operator Sp. z o.o. realizuje projekt naukowo-badawczy „Opracowanie inteligentnego i bezobsługowego systemu stabilizacji pracy dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych w oparciu o modułowe instalacje wodorowego bufora energetycznego z perspektywą użytkowego wykorzystania wodoru” o akronimie H2eBuffer. Dynamiczny rozwój instalacji wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) wpływa na rosnące zainteresowanie wytwórców energii oraz operatorów systemów przesyłowych i rozdzielczych problematyką magazynowania energii elektrycznej z wykorzystaniem wodoru [1-4]. Na instalację bufora wodorowego składają się elektrolizer, zbiornik oraz ogniwo paliwowe. Celem projektu jest budowa wodorowego bufora energetycznego, którego zadaniem będzie stabilizacja parametrów sieci elektroenergetycznej. Idea jego pracy opiera się na założeniu, że produkcja wodoru w elektrolizerze następować będzie przy nadwyżkach produkcji energii z OZE, a jego oddawanie, gdy w danej części systemu elektroenergetycznego występować będą braki energii. Efektem tego ma być zmniejszenie lub ograniczenie przepływów w stronę systemu elektroenergetycznego (ze strony 15 kV na stronę 110 kV) i wykorzystanie zgromadzonej energii lokalnie, w miejscu jej wytworzenia [5-9]. Dzięki temu możliwe będzie uniknięcie lub znaczne ograniczenie kosztów inwestycyjnych związanych z modernizacjami linii lub ich budową.

Eksploatacja systemu bufora wodorowego opierać się będzie na autonomicznym systemie EMS (*Energy Management System*) wykorzystującym algorytmy predykcyjne i elementy sztucznej inteligencji. Uwzględnić one będą rzeczywiste i historyczne krzywe obciążenia oraz dane pogodowe wpływające na produkcję energii elektrycznej w OZE (wiatr i słońce).

Tematyka ta wpisuje się w obowiązujące strategie wodorowe Komisji Europejskiej oraz rządu polskiego. Pierwsza z nich przyjęta została w lipcu 2020 r. [10], a druga w listopadzie 2021 r. [11] i zawiera sześć celów, m.in.: wdrożenie technologii wodorowych w energetyce; wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w

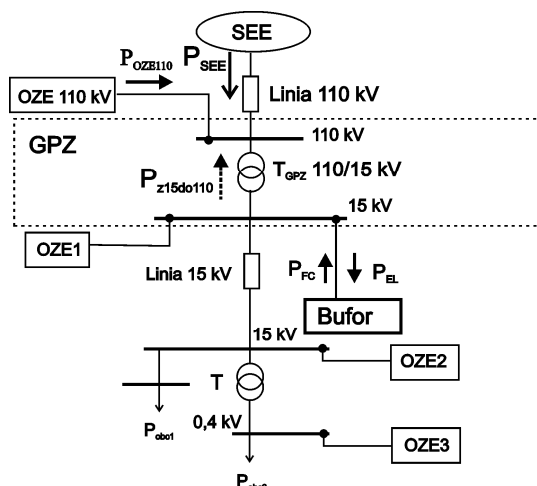
transporcie; produkcję wodoru w nowych instalacjach oraz magazynowanie wodoru. Prace nad magazynowaniem energii przy wykorzystaniu wodoru prowadzone są w wielu krajach i ośrodkach naukowych [12], wpisując się w potrzeby tworzenia magazynów energii współpracujących z odnawialnymi źródłami energii. Wodorowe magazyny energii powstają m.in. w Niemczech czy też USA [13].

Pierwsze zadanie projektu dotyczyło zaprojektowania architektury wodorowego bufora energetycznego z uwzględnieniem zmiennych technicznych, ekonomiczno-logistycznych, przestrzennych i formalno-prawnych. Następnie dokonano analiz i symulacji procesowych statycznych i dynamicznych, co pozwoliło na określenie technologii urządzeń składowych i ich wstępnych parametrów. Dalsze badania, zaprezentowane w tym artykule, dotyczą analizy wpływu instalacji wodorowego bufora energetycznego na parametry sieci elektroenergetycznej, co ma na celu wskazanie optymalnej lokalizacji bufora na terenie województwa zachodniopomorskiego.

### Założenia współpracy bufora z systemem elektroenergetycznym

W celu wyboru optymalnej lokalizacji posadowienia instalacji bufora wodorowego wykonano analizy sieciowe w środowisku PowerFactory [14]. Innymi czynnikami mającymi największe znaczenie dla wyboru miejsca przyszłej pracy bufora były: sprzyjające warunki środowiskowe i logistyczne, możliwości techniczne umiejscowienia instalacji na terenie stacji elektroenergetycznej (m.in. dostępna wolna powierzchnia zabudowy, źródło wody), występowanie nadwyżek mocy pochodzących z produkcji OZE oraz możliwości oddania energii do sieci. Podstawowym założeniem pracy bufora wodorowego jest stabilizacja parametrów w sieci elektroenergetycznej. Stąd jego miejsce instalacji zaplanowano przy istniejącej stacji elektroenergetycznej (rys. 1). Na schemacie widoczne są źródła energii po stronie 15 kV włączone bezpośrednio w szynę stacji (OZE 1), w pewnym oddaleniu (OZE 2) oraz po stronie niskiego napięcia (nn, 0,4 kV, OZE 3). Teren stacji oznaczono linią przerywaną. Na jej obszarze lub w bezpośrednim sąsiedztwie zostanie umieszczone budowane urządzenie.

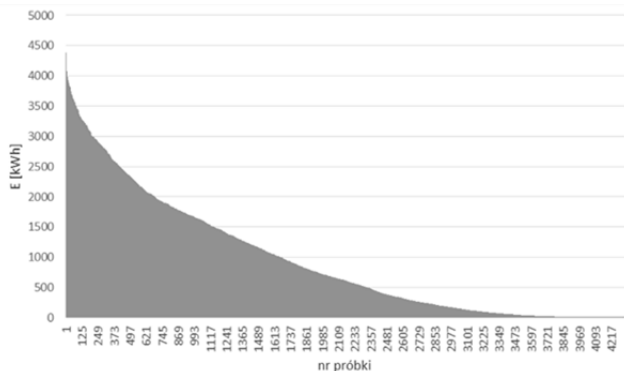
Zastosowanie jako magazynu energii zbiornika wodoru umożliwia jego przechowywanie nawet przez długi okres i tym samym realizację stabilizacji parametrów sieci nawet w okresach sezonowych, np. magazynowanie energii latem i oddawanie zimą. Inne scenariusze dla pracy bufora energetycznego to stabilizacja dzienna lub tygodniowa.



Rys. 1. Schemat sieci 15 kV z buforem podłączonym do szyn 15 kV w GPZ 110/15 kV

### Analiza danych pomiarowych z sieci elektroenergetycznej i dobór parametrów komponentów wodorowego bufora energetycznego

W celu określenia warunków pracy wodorowego bufora energetycznego oraz jego wpływu na jej parametry konieczne było oparcie się o rzeczywiste dane pomiarowe zarejestrowane na kilkunastu stacjach elektroenergetycznych z terenu województwa zachodniopomorskiego. Przykładową rejestrację przepływów energii dla GPZ nr 1 w postaci posortowanej w okresie jednego roku, przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Posortowany przepływ energii ze strony 15 kV na 110 kV dla GPZ nr 1

Z danych zarejestrowanych dla przykładowego GPZ nr 1 wynikają następujące wielkości:

- maksymalna wartość energii przepływająca z SN do WN: 4387,2 kWh (w okresie 1 godziny), Rys. 1,
- całkowita wartość energii przepływająca z SN do WN w ciągu całego roku: 4059,7 MWh (4,06 GWh), Rys. 1,
- maksymalna wartość energii przepływająca z WN do SN: 8263,2 kWh (w okresie 1 godziny).

Na podstawie powyższych danych można w uproszczony sposób określić moce elektrolizera oraz ogniwa paliwowego, a także pojemność zbiornika na wodór. Aby całkowicie wyeliminować przepływ mocy ze strony SN na stronę WN minimalna moc elektrolizera  $P_{El,min}$  musiała by być równa maksymalnej mocy przepływającej ze strony SN na WN. Dla danych z wykresu jest to:

$$(1) \quad P_{El,min} = \frac{4387,2 \text{ kWh}}{1 \text{ h}} = 4387,2 \text{ kW} \approx 4,4 \text{ MW}$$

Oczywiście taka moc urządzenia jest mocno przewymiarowana, ponieważ z taką mocą elektrolizer pracowałby tylko przez 1 godzinę w roku. Przyjęto zatem założenie, że powinna być pobrana jak największa ilość energii  $E$  przy jak najmniejszej mocy elektrolizera  $P_{El}$ . Na potrzeby wyliczenia tej wartości zaproponowano poniższy współczynnik optymalizacyjny  $k_{opt}$ .

$$(2) \quad k_{opt} = \frac{E^2}{P_{El}}$$

Wyniki obliczeń uzyskane z analizowanych danych pomiarowych dla GPZ nr 1 zawarto w tabeli 1.

Tabela 1. Analiza optymalnej mocy elektrolizera

$P_{el}$ [MW]	$E$ [GWh]	$k_{opt}$
0,1	0,35	1,24
0,2	0,66	2,15
0,3	0,93	2,89
0,4	1,19	3,51
0,5	1,42	4,05
1	2,40	5,78
<b>1,5</b>	<b>3,10</b>	<b>6,40</b>
2	3,55	6,30
2,5	3,82	5,83
3	3,97	5,26
3,5	4,04	4,66
4	4,06	4,12
4,5	4,06	3,66

Warto zauważyć, że przy mocy ok. 1/3 mocy maksymalnej elektrolizera (1,5 MW/4,4 MW = 0,34) bufor przejmuje 76% całej energii przepływającej z SN do WN (3,1/4,06 = 0,76), czyli: 1/3 mocy elektrolizera wystarcza do ści-gnięcia ponad 2/3 całej przepływającej energii. Dlatego też do dalszej analizy przyjęto moc elektrolizera równą 1,5 MW.

Maksymalna moc ogniwa paliwowego (moc elektryczna na wyjściu ogniwa,  $P_{FC,max}$ ) nie powinna być większa niż maksymalna wartość mocy przepływającej ze strony WN do strony SN (w przeciwnym przypadku moc przekazywana będzie ze strony SN do WN).

Dla danych za 2020 r. dla GPZ nr 1 jest to:

$$(3) \quad P_{FC,max} = \frac{8263,2 \text{ kWh}}{1 \text{ h}} = 8263,2 \text{ kW} \approx 8,3 \text{ MW}$$

Podobnie jak w przypadku elektrolizera, ogniwo o takiej mocy będzie bardzo przewymiarowane, ponieważ z taką mocą będzie mogło pracować przez 1 godzinę w roku. Dobór optymalnej mocy ogniwa paliwowego zrobiono przy założeniu, że powinna ona być jak najmniejsza, ale taka, aby zużyć cały wyprodukowany i zmagazynowany wodór w zadanym przedziale czasu. Niniejsza analiza obejmuje okres jednego roku, ale można analizować inne okresy: tydzień, miesiąc, kwartał np. Warunek techniczny jest następujący: ogniwo działa tylko wtedy, gdy jest zmagazynowany wodór i jest przepływ mocy ze strony WN do SN.

W niniejszych symulacjach przyjęto, że musi być gromadzony cały wyprodukowany wodór z uwzględnieniem zużycia go w czasie pracy ogniwa paliwowego. Dlatego też minimalna pojemność zbiornika określona jest przez maksymalną chwilową wartość zgromadzonej energii. Można oczywiście analizować mniejsze zbiorniki, ale to narzuca ograniczenia na pracę elektrolizera i ogniwa paliwowego – na tym etapie analiz tego nie uwzględniano.

W tabeli 2 przedstawiono wyniki obliczeń mocy ogniwa i pojemności zbiornika na wodór dla następujących założeń:

- Moc elektrolizera 1,5 MW;
- Sprawność elektrolizera 70%;
- Sprawność ogniwa paliwowego 50%;
- 1 kg H<sub>2</sub> = 39,42 kWh energii;

- Brak ograniczeń pojemności zbiornika wodoru;
- Elektrolizer działa tylko wtedy, gdy jest przepływ energii z SN do WN;
- Ogniwo paliwowe działa tylko wtedy, gdy jest zmagazynowany wodór i jest przepływ energii ze strony WN do SN.

Tabela 2. Analiza optymalnej mocy ogniwa paliwowego i pojemności zbiornika na wodór

Moc ogniwa paliwowego [MW]	Pozostała energia (*) [MWh]	Pojemność zbiornika wodoru [kg]
0 (**)	2 169	55 015
0,1	1 150	29 164
0,2	685	17 375
0,3	395	10 010
0,4	287	7 285
0,5	233	5 908
0,6	216	5 480
0,7	202	5 117
0,8	190	4 818
0,9	179	4 549
1	169	4 292
1,1	163	4 128
1,2	157	3 993
1,3	153	3 888
1,4	150	3 793
1,5	147	3 717

(\*) – „pozostała energia”, czyli energia jaka została na koniec okresu symulacji (na koniec roku) w zbiorniku w postaci wodoru. Założono, by było jej jak najmniej, a najlepiej zero (aby w skali roku zużyć cały wyprodukowany wodór). Dla rzeczywistych danych pomiarowych może się to nie udać ponieważ w ostatnich dniach roku był duży przesył energii z SN do WN czyli działał elektrolizer i produkował wodór i nie było już czasu na opróżnienie zbiornika.

(\*\*) – gdyby nie było ogniwa paliwowego to zgromadzono by w ciągu roku 2,169 GWh energii (elektrolizer o mocy 1,5 MW i sprawności 70%) co daje 55015 kg wodoru, np. do wykorzystania we flocie pojazdów.

Z przedstawionych wyników obliczeń wynika, że optymalna moc ogniwa paliwowego to 0,5-0,7 MW. Powyżej tej mocy ogniwa zysk jest niewielki (czyli odzyskanie energii z wodoru). Dla 0,5 MW minimalny zbiornik na wodór to ok. 5900 kg, dla ogniwa 0,7 MW – ok. 5100 kg.

### Kryteria sieciowe wyboru lokalizacji bufora

Głównym kryterium efektywności pracy bufora jest redukcja lub, w idealnym przypadku, uniknięcie przepływu energii elektrycznej ze strony średniego napięcia na stronę wysokiego napięcia przy jak najmniejszym nakładzie inwestycyjnym. Tym samym nadwyżki energii powinny być zmagazynowane i oddane do sieci, gdy pojawią się przepływy ze strony WN do SN. Konieczne jest jednak także spełnienie parametrów stabilnej i bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej. W oparciu o wytyczne operatora systemu dystrybucyjnego wybrano następujące kryteria:

- współczynniki jakości wartości napięcia przy wolnych zmianach napięcia dla elektrolizera i ogniwa paliwowego:

$$(4) \quad k_{uaEL} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \Delta u_{aELi}^2}$$

$$(5) \quad k_{uaFC} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \Delta u_{aFCi}^2}$$

gdzie  $\Delta u_{aELi}$ ,  $\Delta u_{aFCi}$  – statyczna zmiana napięcia dla elektrolizera i ogniwa paliwowego dla przypadku  $i$ ,  $n$  – liczba przypadków,

- współczynnik strat mocy dla elektrolizera i ogniwa paliwowego:

$$(6) \quad k_{\Delta PEL} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_{ELi}}{\sum_{i=1}^n \Delta P_i}$$

$$(7) \quad k_{\Delta PFC} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_{FCi}}{\sum_{i=1}^n \Delta P_i},$$

gdzie  $\Delta P_{ELi}$ ,  $\Delta P_{FCi}$  – straty mocy czynnej przy pracy elektrolizera i ogniwa paliwowego dla przypadku  $i$ ,  $n$  – liczba przypadków, dla których wyznaczono straty,

- współczynnik wyrównania krzywej obciążenia:

$$(8) \quad S_P = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (P_i - P_{sr})^2},$$

gdzie  $m$  – liczba przedziałów czasowych w badanym okresie,  $P_i$  – moc pobierana w przedziale  $i$ ,  $P_{sr}$  – średnia arytmetyczna mocy w badanym okresie,

- współczynnik wyrównania krzywej napięcia na szynach SN w GPZ:

$$(9) \quad S_U = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (U_i - U_{sr})^2},$$

gdzie  $m$  – liczba przedziałów czasowych w badanym okresie,  $U_i$  – napięcie w przedziale  $i$ ,  $U_{sr}$  – średnia arytmetyczna napięcia w badanym okresie,

- współczynnik wzrostu prądu zwarcowego:

$$(10) \quad \Delta I''k = \frac{I''_{kFC}}{I''_{kS}},$$

gdzie  $I''_{kFC}$  – prąd zwarcowy ogniwa paliwowego,  $I''_{kS}$  – prąd zwarcowy bez ogniwa paliwowego,

- kryterium zapasu mocy w węźle.

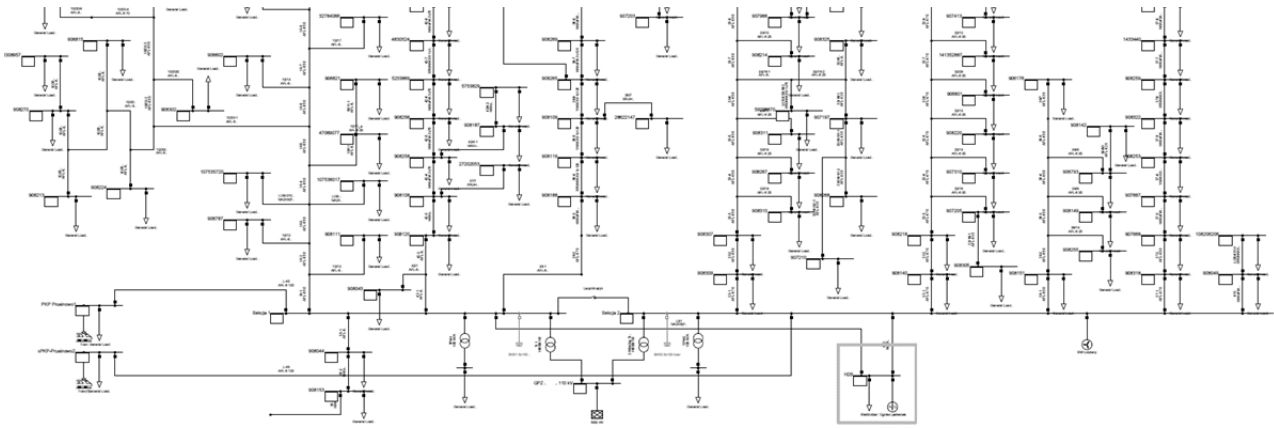
Dodatkowo wykonano obliczenia i analizy mające na celu sprawdzenie warunków zwarcowych, warunku dopuszczalnych zmian napięcia, warunku zapasu mocy czynnej w węźle SN/WN, sprawdzenie kryterium bezpieczeństwa pracy lokalnej sieci 110 kV, dokonano oceny konieczności modernizacji sieci na podstawie obliczeń rozplywów, wyznaczono straty mocy czynnej oraz przeanalizowano współpracę elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej SCO w SEE z zainstalowanym buforem.

Na rys. 3 przedstawiono wycinek zamodelowanej struktury sieci elektroenergetycznej SN w środowisku DlgSILENT PowerFactory. W modelu zawarto wszystkie odbiory energii elektrycznej, źródła OZE, połączenie z siecią WN i strukturę GPZ, a także wodorowy bufor energetyczny przyłączony bezpośrednio do szyn SN (w ramce). Przeanalizowano różne warianty pracy sieci (jeden lub dwa transformatory, łącznik szyn otwarty lub zamknięty) oraz szereg wariantów odbioru lub generacji mocy.

W wyniku przeprowadzonych analiz stwierdzono, że:

- Warunki zwarcowe nie ulegną istotnej zmianie, ponieważ wzrost prądu zwarcowego po uruchomieniu ogniwa paliwowego jest poniżej 1%;
- Dopuszczalne zmiany napięcia przy załączaniu bufora są poniżej wartości dopuszczalnych;
- Zapas mocy czynnej w węźle WN/SN spełniony jest z dużym nadmiarem;
- Praca bufora nie wpłynie na pogorszenie bezpieczeństwa pracy lokalnej sieci 110 kV;
- Nie ma potrzeby modernizacji sieci z powodu zbyt dużych prądów w liniach;
- Praca ogniwa paliwowego spowoduje spadek strat mocy czynnej sieci;
- Zainstalowanie bufora spowoduje wyraźne wyrównanie krzywej obciążenia;
- Zainstalowanie bufora spowoduje wyraźne wyrównanie krzywej napięcia.

Powyższej analizie poddano kilka lokalizacji, wstępnie wyselekcjonowanych w pierwszych etapach badań. Uwzględniając wyniki zarówno doboru parametrów bufora wynikające z rzeczywistych przepływów mocy, jak i wyniki analiz sieciowych dokonano wyboru optymalnej lokalizacji posadowienia wodorowego bufora energetycznego.



Rys. 3. Schemat sieci elektroenergetycznej przyłączonej do GPZ nr 1

### Podsumowanie

W artykule zaprezentowano analizy wpływu instalacji wodorowego bufora energetycznego na parametry sieci elektroenergetycznej w celu wskazania optymalnej lokalizacji bufora na terenie województwa zachodniopomorskiego. Dokonano również określenia parametrów jego elementów składowych.

Bufor posadowiony zostanie na stacji 110/15 kV i przyłączony bezpośrednio do szyn po stronie 15 kV. W wyniku symulacji pracy bufora w systemie elektroenergetycznym wykazano, że bufor wodorowy poprawia bilans energetyczny, nie pogarszając parametrów bezpiecznej i stabilnej pracy sieci elektroenergetycznej.

Jego eksploatacja będzie opierać się na opracowanym autonomicznym systemie EMS (Energy Management System), wykorzystującym nowoczesne algorytmy predykcyjne i elementy sztucznej inteligencji (uczenie maszynowe), które posłużą do wyrównania krzywej obciążenia i poprawę parametrów sieciowych, m.in. w oparciu o aktualne warunki panujące w miejscu zainstalowania, a zwłaszcza z uwzględnieniem nadwyżki energii elektrycznej powstającej w sieci dystrybucyjnej pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Ograniczenie przepływu energii do i z lokalnej sieci pozwoli na uniknięcie kosztów inwestycyjnych przy dynamicznie rozwijającym się rynku prosumenckim, energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej. Dodatkowo lokalne bufory energetyczne wpłyną na poprawę bilansu energetycznego Polski zmniejszając konieczność wykorzystania emisyjnych źródeł energii. Ma to kluczowe znaczenie w rozwoju energetyki i wykorzystania odnawialnych źródeł energii i wpisuje się w założenia Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040.

*Badania wykonano w ramach projektu: „Opracowanie inteligentnego i bezobsługowego systemu stabilizacji pracy dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych w oparciu o modułowe instalacje wodorowego bufora energetycznego z perspektywą użytkowego wykorzystania wodoru”, Instytucja Pośrednicząca Narodowe Centrum Badań i Rozwoju: Program Operacyjny Inteligentny Rozwój 2014-2020, Umowa o dofinansowanie nr POIR.04.01.04-00-0040/20-00.*

**Autorzy:** dr hab. inż. Szymon Banaszak, prof. ZUT, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Katedra Wysokich Napięć i Elektroenergetyki, ul. Sikorskiego 37, 70-313 Szczecin, E-mail: [szymon.banaszak@zut.edu.pl](mailto:szymon.banaszak@zut.edu.pl); dr hab. inż. Michał Zeńczak, prof. ZUT, adres j.w., E-mail: [michal.zenczak@zut.edu.pl](mailto:michal.zenczak@zut.edu.pl); dr inż. Olgierd Malyszko, adres j.w., E-mail: [olgiard.malyszko@zut.edu.pl](mailto:olgiard.malyszko@zut.edu.pl); mgr Jakub Dowejko, Uniwersytet Szczeciński, Instytut Zarządzania, ul. Cukrowa 8, 71-004 Szczecin; mgr Jarosław Jaworski, adres j.w.

### LITERATURA

- [1] Bartosik M., Kamrat W., Kaźmierkowski M., Lewandowski W., Pawlik M., Peryt T., Skoczkowski T., Strupczewski A., Szela A., Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodorowa, *Przegląd Elektrotechniczny*, 92 (2016), nr 12, 332-340
- [2] Chmielniak T., Chmielniak T., *Energetyka Wodorowa*, 2016, PWN, Warszawa
- [3] Stolten D., *Hydrogen and Fuel Cells*, Wiley-VCH Verlag GmbH, 2010
- [4] Zambri N. A., Mohamed A., Utilization of fuel cell energy source for distribution power generation: theory, modeling and review of research work, *Przegląd Elektrotechniczny*, 90 (2014), nr 5, 189-200
- [5] O'Hayre R., Suk-Won C., Whitney C., Prinz F.B., *Fuel Cell Fundamentals*, Wiley, 2016
- [6] Nehrir M. H., Wang C., *Modeling and control of fuel cells - distributed generation applications*, Wiley, 2009
- [7] Pukrushpan Jay T., *Control of Fuel Cell Power Systems*, Springer London Ltd, 2010
- [8] Töpler J., Lehmann J., *Hydrogen and Fuel Cell*, Springer-Verlag Berlin and Heidelberg GmbH & Co., 2015
- [9] Vielstich W., Lamm A., Gasteiger H.A., *Handbook of fuel cells: fundamentals, technology, applications*, Wiley, 2003
- [10] Komunikat Komisji Europejskiej, *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*, lipiec 2020
- [11] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040*, listopad 2021
- [12] Shatnawi M., Qaydi N.A., Aljaberi N., Aljaberi M., *Hydrogen-Based Energy Storage Systems: A Review*, 2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2018, 697-700
- [13] Meyer G., Thomas N., *Hydrogen: the future of electricity storage?*, *Financial Times*, 5.IV.2022, <https://www.ft.com/content/c3526a2e-cdc5-444f-940c-0b3376f38069>
- [14] DiGSILENT PowerFactory, Version 2021, User Manual, Gomarigen, Germany, 2021