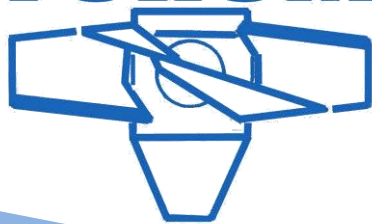


HYDRO FORUM



XIV Polska Konferencja Hydroenergetyczna
XIVth Polish Hydropower Conference

Rytro, Hotel "Perła Południa"
EW Rożnów, 7-9.10.2025

MATERIAŁY KONFERENCYJNE CONFERENCE PROCEEDINGS



Towarzystwo Elektrowni Wodnych



**Minister
Infrastruktury**



**Państwowe
Gospodarstwo Wodne
Wody Polskie**



**Politechnika
Krakowska
Jubileusz 80-lecia**

PGE Energia Odnawialna stale inwestuje w modernizację elektrowni wodnych

W 2024 roku zakończyliśmy modernizację Elektrowni Wodnej Gubin oraz Elektrowni Wodnej Dębe. Aktualnie realizujemy Program Kompleksowej Modernizacji Elektrowni Szczytowo-Pompowej Porąbka-Żar, który obejmuje modernizację części technologicznej elektrowni (wymiana czterech turbozespołów na nowe wraz z instalacjami okołoturbinowymi) oraz zakończony w 2024 roku remont zbiornika górnego. Realizowane prace zwiększą efektywność operacyjną elektrowni poprzez dostosowanie hydrozespołów do możliwości długotrwałej pracy w trybie kompensacyjnym oraz zmniejszenie pracochłonności i częstotliwości napraw oraz modyfikacji.

Trwają również przygotowania do modernizacji czterech Elektrowni Wodnych: Grajówka, Sobolice i Żarki Wielkie na Nysie Łużyckiej oraz Małomice na Bobrze. Wszystko po to, aby w dalszym ciągu zwiększać dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz zapewniać bezpieczeństwo i ciągłość produkcji energii elektrycznej.



Energia Odnawialna

*Czternasta
Polska Konferencja Hydroenergetyczna*

Hotel „Perła Południa”, Rytno, 7-8.10.2025
EW Rożnów, 9.10.2025

*The Fourteenth
Polish Hydropower Conference*

„Perła Południa” Hotel in Rytno, 7-8.10.2025
Rożnów HPP, 9.10.2025



zorganizowana przez

**Towarzystwo Elektrowni Wodnych
Instytut Maszyn Przepływowych
im. Roberta Szewalskiego
Polskiej Akademii Nauk**

**Towarzystwo
Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych
TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.**

pod patronatem

**Ministerstwa Infrastruktury
PGW Wody Polskie
Politechniki Krakowskiej
TAURON Polska Energia SA**

przy współpracy z
TAURON Ekoserwis Sp. z o.o.

**MATERIAŁY
KONFERENCYJNE**

organised by

Polish Hydropower Association

**Robert Szewalski
Institute of Fluid-Flow Machinery
of Polish Academy of Sciences**

**Polish Association
for Small Hydropower Development
TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.**

under auspices of

**Polish Ministry of Infrastructure
State Water Holding “Polish Waters”
Cracow University of Technology
TAURON Polska Energia SA**

under collaboration with

TAURON Ekoserwis Sp. z o.o.

**CONFERENCE
PROCEEDINGS**



**Wydawnictwo
Instytutu Maszyn Przepływowych
Polskiej Akademii Nauk**

Gdańsk, październik 2025

**Publishing House
of the Institute of Fluid-Flow Machinery
of Polish Academy of Sciences**

Gdansk, October 2025

Pod redakcją / Edited by:

Janusz Steller Instytut Maszyn Przepływowych PAN
Towarzystwo Elektrowni Wodnych

Wydawnictwo Instytutu Maszyn Przepływowych
Polskiej Akademii Nauk
ul. Fiszer 14, 80-231 Gdańsk, Poland
tel. 58-52-25-141, fax: 58-341-61-44,
e-mail: redakcja@imp.gda.pl

Sugerowany sposób cytowania:

Polska Konferencja Hydroenergetyczna HYDROFORUM 2025.
Materiały Konferencyjne, TEW / IMP PAN, Rytyro/Gdańsk, 2025

Suggested citation:

HYDROFORUM 2025 Polish Hydropower Conference
Conference Proceedings, TEW / IMP PAN, Rytyro/Gdansk (Poland), 2025

© Copyright by Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Gdańsk 2025,
Instytut Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk, Gdańsk 2025

ISBN 978-83-66928-18-3



Druk i oprawa:
Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

adres korespondencyjny:
ul. Mikołaja Reja 27, 80-870 Gdańsk

Nakład: 130 egzemplarzy (w tym 100 na nośnikach elektronicznych)

Patronat



Minister
Infrastruktury



Państwowe
Gospodarstwo Wodne
Wody Polskie



Politechnika
Krakowska
Jubileusz 80-lecia



TAURON Polska Energia SA

Organizatorzy



Instytut Maszyn Przepływowych
im. Roberta Szewalskiego
Polskiej Akademii Nauk



Towarzystwo Rozwoju
Małych Elektrowni Wodnych



TAURON Ekoenergia sp. z o.o.

Partnerzy



TAURON Ekoserwis sp. z o.o.

Auspices



Minister of
Infrastructure

State Water Holding Polish Waters

ul. Żelazna 59a, 00-848 Warszawa
<https://www.wody.gov.pl/>



**Cracow University
of Technology**
80th Anniversary

TAURON Polska Energia SA

ul. ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice
<https://www.tauron.pl/tauron>

Organisers

Polish Hydropower Association

ul. Piaskowa 18, 84-240 Reda,
www.tew.pl

**Szewalski Institute of Fluid-Flow Machinery
of the Polish Academy of Sciences**

ul. Fiszer 14, 80-231 Gdańsk,
www.imp.gda.pl

**Polish Association
for Small Hydropower Development**

ul. Królowej Jadwigi 1, 86-300 Grudziądz,
www.trmew.pl

TAURON Ekoenergia sp. z o.o.

ul. Obrońców Pokoju 2B, 58-500 Jelenia Góra
<https://ekoenergia.tauron.pl/>

Partners

TAURON Ekoserwis Sp. z o.o.

33-316 Rożnów 433

**ENERGETYKA
WODNA**

zek HYDRO

ien Instytut
Energetyki
INSTYTUT
BADAWCZY
ODDZIAŁ GDAŃSK



ul. Skrajna 41a, 25-650 Kielce
www.energetykawodna.info
e-mail: redakcja@energetykawodna.info

zek-VERLAG
Mag. Roland Gruber e.U.
Brunnenstraße 1, A-5450 Werfen
www.zek.at, e-mail: mz@zek.at

Institute of Power Engineering, Gdansk Division
ul. Mikołaja Reja 27, 80-870 Gdańsk
<http://www.ien.gda.pl>,
e-mail: ien@ien.gda.pl

IMP PAN Publishers
ul. Fiszer 14, 80-231 Gdańsk,
<http://www.imp.gda.pl/wydawnictwa/>,
e-mail: jfrk@imp.gda.pl

Sponsorzy Platinum i Premium

Platinum & Premium Sponsors



TAURON Polska Energia SA
ul. ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice
<https://www.tauron.pl/tauron>



Energia Odnawialna S.A.

PGE Energia Odnawialna SA
ul. Ogrodowa 59a, 00-876 Warszawa, Poland,
<https://pgeeo.pl/>



BELSE Sp.z o.o.
ul. Szyprów 17, 43-382 Bielsko-Biała
<https://www.belse.com.pl/>



Emerson Process Management Sp. z o.o.,
ul. Porcelanowa 19, Katowice, 40-246
ul. Konstruktorska 13, Warsaw, 02-673
<https://www.emerson.com/pl-pl>
<https://www.emerson.com/en-us/global>

**ENERGOPROJEKT - WARSZAWA SA**

Al. Niepodległości 58, 02-626 Warszawa

<https://www.energoprojekt.pl/>

e-mail: epw@energoprojekt.pl

**IOZE hydro**

Szczukowice 102 B, 26-065 Piekoszów

<https://hydro.ioze.pl>

**Hekla Energy Sp. z o.o.,**

Ludwika Idzikowskiego 16, 00-710 Warszawa

www.hekla.com.pl

**Mavel, a.s.**

Jana Nohy 1237, CZ - 256 01 Benešov

<https://mavel.cz/>

**PFT Technology Sp. z o.o.**

ul. Kościuszki 96, 26-680 Wierzbica

<https://www.pftechnology.eu/pl/>

**T-G DNALOP Sp. z o.o.**

A Thomson-Gordon Group Company

ul. Przemysłowa 11, 76-200 Redzikowo k. Słupska

www.ThordonBearings.com

**T.I.S. Polska Sp. z o.o.**

ul. Ożarowska 30D, Duchnice,

05-850 Ożarów Mazowiecki

www.tispolska.pl



PRZEDSIĘBIORSTWO REALIZACYJNE INORA® Sp. z o.o.

Komitety Honorowy

Honorary Committee

Marcin Lackowski	Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Profesor i Dyrektor <i>Institute of Fluid Flow Machinery, Pol.Ac.Sci., Professor and Director,</i>
Ewa Malicka	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Prezeska Zarządu/ <i>Polish Association for Small Hydropower Development, President</i>
Mariusz Mazur	Instytut Energetyki PIB, Dyrektor <i>Institute of Power Engineering, State Research Institute, Director</i>
Janusz Plutecki	Politechnika Wrocławska, Profesor em. <i>Wroclaw University of Science and Technology, Professor emeritus</i>
Vadim Rassovskyi	Ukrhydroenergo AS, główny inżynier/chief engineer Stowarzyszenie Społeczne "Hydroenergetyka Ukrainy", Prezes <i>"Hydropower of Ukraine" Public Association/ President</i>
Maciej Sułowicz	Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej, Profesor i Dziekan <i>Faculty of Electrical and Computer Engineering of Cracow University of Technology, Professor and Dean</i>
Wiesław Zieliński	TAURON Ekoenergia sp. z o.o, Wiceprezes Zarządu <i>Deputy Chairman of the Board</i>
Magdalena Żmuda	Państwowe Gospodarstwo Wodne „Wody Polskie” Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej, Zastępca Prezesa <i>State Water Holding "Polish Waters"</i> <i>National Water Management Board, Deputy President</i>

Komitety Naukowy

Scientific Committee

Dariusz Borkowski	Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej, Profesor i Prodziekan <i>Faculty of Electrical and Computer Engineering of Cracow University of Technology, Professor and Vice Dean</i>
Maciej Kaniecki	TG DNALOP Sp. z O.O., Project Manager
Zbigniew Krzemianowski	Instytut Maszyn Przepływowych PAN, starszy specjalista <i>Institute of Fluid-Flow Machinery, Pol. Ac. Sci./ senior specialist</i>
Janusz Plutecki	Politechnika Wrocławska, Profesor em. <i>Wroclaw University of Science and Technology, Professor emeritus</i>
Janusz Steller	Instytut Maszyn Przepływowych PAN, starszy specjalista <i>Institute of Fluid-Flow Machinery, Pol. Ac. Sci./ senior specialist</i> Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Prezes Zarządu <i>Polish Hydropower Association, Chairman of the Board</i>
Grzegorz Żywica	Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Profesor i Z-ca Dyrektora ds. Naukowych <i>Institute of Fluid Flow Machinery, Pol.Ac.Sci., Professor and Deputy Director on Science</i>

Komitet Organizacyjny

Organising Committee

Janusz Steller	Instytut Maszyn Przepływowych PAN, starszy specjalista <i>Institute of Fluid-Flow Machinery, Pol. Ac. Sci./ senior specialist</i> Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Prezes Zarządu <i>Polish Hydropower Association, Chairman of the Board</i> Przewodniczący Komitetu, <i>Chairman of the Committee</i>
Henryka Stachowicz	Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Wiceprezes Zarządu, Dyrektor Biura TEW <i>Polish Hydropower Association,</i> <i>Deputy Chairman of the Board, Director of the TEW Office</i> Sekretarz Konferencji, <i>Conference Secretary</i>
Michał Lis	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych <i>Polish Association for Hydropower Development</i> "Energetyka Wodna", Redaktor prowadzący / <i>Executive Editor</i>
Mariusz Łabuń	TAURON Ekoenergia sp.z o.o., Dyrektor Departamentu Elektrowni Wodnych <i>Director of the Department of Hydropower Plants</i>
Zygmunt Paruch	TAURON Ekoserwis sp.z o.o., Prezes Zarządu, <i>Chairman of the Board</i>
B. Kuba Puchowski	Piła Młyn Bogusław Puchowski, właściciel, <i>owner</i>
Zbigniew Stachowicz	Towarzystwo Elektrowni Wodnych, <i>Polish Hydropower Association</i>

Spis treści

Przedmowa	1
Program konferencji	7
Wystąpienia konferencyjne	
Z.Paruch: <i>Słowo wstępne o Elektrowni Wodnej Rożnów</i>	13
Sesja I: Energetyka szczytowo-pompowa	
1.2. M. Kubecki: <i>Trendy projektowe i technologiczne w energetyce szczytowo-pompowej</i>	19
1.3. J. Kirejczyk: <i>Dobór pompoturbin o regulowanej prędkości obrotowej</i>	21
1.4. Y. Landau, V.Ryzhyi: <i>Osobliwości pracy elektrowni szczytowo-pompowych na zbiornikach rzecznych (EN)</i>	23
1.5. A. Obrębska: <i>Proces inwestycyjny budowy elektrowni szczytowo-pompowej w Polsce</i>	26
Sesja II: Energetyka wodna dla regulacji i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego w warunkach transformacji energetycznej	
Koncepcja debaty	29
Sesja III: Cyfryzacja pracy elektrowni wodnych i analizy rynkowe	
3.2. D. Chowański, Z. Shavlovich., J. Fonesca Blanco.: <i>Zmniejszanie naprężeń w turbinie wodnej pracującej w systemie automatycznej regulacji mocy (AGC) (EN)</i>	31
Sesja IV: Mała energetyka wodna - dostępny potencjał, projekty modernizacyjne, szkolenia	
4.1 Ł. Kalina: <i>Potencjał rozwoju mocy w sektorze energetyki wodnej</i>	35
4.2 J. Świdorski, Y.J. Liu: <i>Modernizacja turbiny Kaplana - studium przypadku (EN)</i>	37
4.3 M. Kaniecki, M. Hajdarowicz, B. Ośmiałowski: <i>Proces modernizacji małej elektrowni wodnej – od pomysłu do realizacji</i>	41
4.4 E. Malicka: <i>Repowering MEW, czyli budowa albo montaż nowej elektrowni wodnej w miejsce instalacji zdemontowanej</i>	44
4.6 M. Lis: <i>Branżowe Centrum Umiejętności i kwalifikacje zawodowe branży elektroenergetycznej w dziedzinie energetyka wodna – prezentacja i aktualny status projektu</i>	46
Sesja V: Infrastruktura hydrotechniczna	
5.1 Z. Kowalski, A. Makara, M. Banach: <i>Kaskada Nysy Kłodzkiej – koncepcja odbudowy retencji i gospodarcze wykorzystanie osadów dennych</i>	49
5.2 A. Polniak: <i>Jazy powłokowe w systemach retencji</i>	50
5.3 K. Trojanowska: <i>Kontrola stanu technicznego budowli hydroenergetycznych a bieżąca praktyka eksploatacyjna. Jak protokoły kontroli przekładają się na poprawę stanu technicznego</i>	52
5.6 L. Opyrchał: <i>Budowa na terenie zalewowym – analiza przypadku</i>	55
Sesja VI: Energetyka i gospodarka wodna w odpowiedzi na wyzwania kryzysu klimatycznego i inne zagrożenia	
Koncepcja debaty	59

Sesja VII: Układy przepływowe turbin wodnych i hydraulicznych maszyn odwracalnych

7.1. Y. Bykov, O. Khoryev, A. Panov: <i>Projektowanie i badania modeli pompoturbin przeznaczonych do pracy przy spadach 80-500 m (EN)</i>	61
7.2. Z. Krzemianowski, J. Steller, M. Kaniecki: <i>Rurowa turbina wodna Kaplana o wysokim wyróżniku szybkobieżności przeznaczona do pracy pod najniższymi spadami</i>	65
7.3. J. Świdorski: <i>Modernizacja kanałów przepływowych turbin wodnych</i>	67
7.4. A. Chernobrova, O. Moloshnyi, P. Szulc: <i>Modyfikacja spiralnego kanału zbiorczego jako sposób na poprawę sprawności pompy pracującej w trybie turbinowym</i>	71

Sesja VIII: Układy generacji w elektrowniach wodnych

8.1 D. Borkowski: <i>Układy generacji dla przepływowych niskospadowych małych elektrowni wodnych</i>	73
8.2 P. Kisielewski: <i>Wysokosprawne generatory synchroniczne na magnesach trwałych</i>	77
8.3 I. Zaitsev, A. Levytskyi, V. Rassovskyi, P. Torzhevskyi: <i>Przyczyny powstawania i sposoby wykrywania uszkodzeń uzwojenia żłobkowego stojana (EN)...</i>	80

Sesja IX: Wybrane zagadnienia eksploatacji hydrozespołów

9.1 M. Kaniecki, M. Hajdarowicz, B. Ośmiałowski : <i>Wodą smarowane - opowieść o historii powstania produktu i współczesnych systemach łożyskowych marki Thordon Bearings</i>	83
9.2 K. Górlicka, J. Przydatek: <i>Filtracja wody w energetyce wodnej</i>	86
9.4 W. Janicki: <i>Pomiary drgań bezwzględnych turbin wodnych - zagadnienia wybrane</i>	88
9.5 P. Ševčík, R. Bischof, L. Rinka: <i>Optymalizacja pracy hydrozespołu na podstawie sprawności i wibracji</i>	92

Załączniki

HYDROFORUM 2025. Lista uczestników	95
HYDROFORUM 2024. Sprawozdanie z XIII Polskiej Konferencji Hydroenergetycznej	99

Contents

Preface	3
Conference programme	10
Abstracts of Conference Contributions	
Z.Paruch: <i>Foreword on the Rożnów Hydropower Plant</i> (PL)	13
Session I: Pumped storage hydropower projects	
1.2. M. Kubecki: <i>Design and technological trends in the pumped storage sector</i> (PL)	19
1.3. J. Kirejczyk: <i>Variable speed pump-turbine selection</i> (PL)	21
1.4. V. Ryzhyi: <i>Peculiarities of the operation of PSPs on the run-of-the-river reservoirs</i>	23
1.5. A. Obrębska: <i>Investment process of a pumped storage power plant erection in Poland</i> (PL)	26
Session II: Hydropower sector for the national electrical power system regulation and safety under the energy transformation conditions	
Debate concept	29
Sesja III: Hydropower digitalisation and market analyses	
3.3. D. Chowański, Z. Shavlovich., J. Fonesca Blanco.: <i>Stress Decreasing at Water Turbine in AGC</i>	31
Session IV: Small hydropower - available potential, rehabilitation projects, capacity building activities	
4.1 Ł. Kalina: <i>Capacity development potential in the hydropower sector</i> (PL).....	35
4.2 J. Świdorski, Y.J. Liu: <i>Kaplan turbine upgrade – case study</i>	37
4.3 M. Kaniecki, M. Hajdarowicz, B. Ośmiałowski: <i>The process of small hydropower plant rehabilitation - from an idea to implementation</i> (PL)	41
4.4 E. Malicka: <i>SHP repowering or development and erection of a new hydropower plant in place of the dismantled installation</i> (PL)	44
4.6 M. Lis: <i>The Branch Skill Centre and professional qualifications in the hydropower field of the electric power sector - presentation and the current status of the project</i> (PL)	46
Session V: Hydraulic civil engineering infrastructure	
5.1 Z. Kowalski, A. Makara, M. Banach: <i>Nysa Kłodzka Cascade - the concept of retention restoration and economic use of bottom deposits</i> (PL)	49
5.2 A. Polniak: <i>Inflatable weirs in retention schemes</i>	50
5.3 K. Trojanowska: <i>Technical condition monitoring of hydraulic civil engineering structures and the operational practice. How the inspection protocols are reflected in the technical condition improvement</i> (PL)	52
5.6 L. Opyrchal: <i>Construction at a flood area - study case</i> (PL)	55
Session VI: Hydropower and water management in response to the climate crisis and other challenge	
Debate concept	60

Session VII: Flow systems of hydraulic turbines and reversible machines

- 7.1. Y. Bykov, O. Khoryev, A. Panov:
Design and investigation of pump-turbine models for heads of 80-500 m 61
- 7.2. Z. Krzemianowski, J. Steller, M. Kaniecki:
A high specific speed Kaplan tubular turbine to be run under the lowest heads (PL) 65
- 7.3. J. Świdorski: *Modernization of water turbine flow passages (PL)* 67
- 7.4. A. Chernobrova, O. Moloshnyi, P. Szulc:
Spiral case modification as means to improve efficiency of a pump running in turbine mode (PL) 71

Session VIII: Generation systems in hydropower plants

- 8.1 D. Borkowski:
Generation systems for the run-of-the-river low head small hydropower plants (PL) 73
- 8.2 P. Kisielewski: *High efficiency permanent magnet synchronous generators (PL)* 77
- 8.3 I. Zaitsev, A. Levytskyi, V. Rassovskyi, P. Torzhevskyi:
Stator bar damage in hydrogenerators slot: causes and detection techniques ... 80

Session IX: Selected operational problems of hydraulic units

- 9.1 M. Kaniecki, M. Hajdarowicz, B. Ośmiałowski: *Water lubricated - a story on emergence of the product and current bearing systems with Thordon Bearings trade mark (PL)* 83
- 9.2 K. Górlicka, J. Przydatek: *Water filtration in hydropower engineering (PL)* 86
- 9.4 W. Janicki: *Measurement of hydraulic turbine absolute vibrations - selected problems (PL)* 88
- 9.5 P. Ševčík, R. Bischof, L. Rinka:
Unit operation optimisation using combined method efficiency/vibration 92

Appendices

- HYDROFORUM 2025. List of delegates 95
- HYDROFORUM 2024. Report on the XIIIth Polish Hydropower Conference (PL) 99



rok założenia 1992

Naszą misją statutową są

działania na rzecz dobrej kondycji
i wszechstronnego rozwoju polskiej energetyki wodnej
- przede wszystkim poprzez racjonalne wykorzystanie
krajowego potencjału hydroenergetycznego.

Nasza oferta obejmuje:

analizy, opracowania i ekspertyzy, w tym:

- okresowe raporty pracy elektrowni wodnych z oceną wykorzystania potencjału hydroenergetycznego stopni wodnych oraz sugestiami zmian i modernizacji,
- analizy ekonomiczne wytwarzania energii elektrycznej i magazynowania energii w zbiornikach wodnych,
- oprogramowanie do optymalizacji ruchu elektrowni wodnych,
- specjalistyczne oceny stanu technicznego obiektów i urządzeń elektrowni wodnych wraz z wyceną majątku produkcyjnego,
- dokumentacje przetargowe (SIWZ, projekty umów),
- *due dilligence* lokalizacji i funkcjonujących obiektów energetyki wodnej,
- koncepcje programowo-przestrzenne i studia wykonalności projektów inwestycyjnych,
- operaty wodnoprawne i instrukcje gospodarowania wodą,
- wnioski o wydanie decyzji administracyjnych,

organizację konferencji, seminariów, szkoleń

działalność promocyjną i reklamową, w tym:

- wydawanie biuletynów i folderów,
- opracowywanie prezentacji i filmów promocyjnych

Kontakt i dalsze informacje:

Biuro Towarzystwa Elektrowni Wodnych
ul. Piaskowa 18, 84-240 Reda,
tel.: 58 67 87 951
biuro@tew.pl, www.tew.pl

Przedmowa

Miejsce tegorocznego HYDROFORUM jest zupełnie wyjątkowe nie tylko z uwagi na przepiękny krajobraz i bogatą – choć trudną – historię Ziemi Sądeckiej, ale także z uwagi na jej związki z polską gospodarką i energetyką wodną. Oto niepostrzeżenie minęła kolejna okrągła rocznica od podjęcia decyzji o rozpoczęciu jednej z największych inwestycji II Rzeczypospolitej – budowie Zapory i Elektrowni Rożnowskiej. Była to szybka i zdecydowana odpowiedź wciąż młodego państwa polskiego na katastrofalną powódź 1934 roku. W ciągu 7 lat nie tylko zakończono budowę zapory i spiętrzone wody Dunajca, ale zainstalowano i uruchomiono pierwsze dwa hydrozespoły elektrowni wodnej. Po kolejnych 7 latach zakończono budowę stopnia wyrównującego w Czchowie. Dla mieszkańców Polski niemałe znaczenie powinien mieć fakt, że nawet w latach okupacji prace prowadzone były przez polską kadrę inżynierską i techniczną oraz innych polskich pracowników zatrudnionych na placu budowy. Nadzór nad całością znajdował się oczywiście w rękach niemieckich.

Stan ten potwierdza tylko, że dysponowaliśmy kadrą o wysokich kwalifikacjach. Musiała się cieszyć dobrą opinią niemieckich specjalistów, skoro byli oni w stanie przekonać swoich mocodawców, by budowę pozostawić w polskich rękach. Warto pamiętać, że w czasie, gdy rozpoczynano budowę – zaledwie 15 lat po zakończeniu ostatnich działań wojennych – do dyspozycji były już zaawansowane plany rozwoju budownictwa hydrotechnicznego służącego zarówno ochronie przeciwpowodziowej, jak i energetyce wodnej na terenie całego kraju, a zwłaszcza na terenach podgórskich. To dlatego można było w Rożnowie tak szybko przejść od słowa do czynu. O Elektrowni Wodnej Rożnów, jej początkach i dalszych losach opowie pod koniec sesji inauguracyjnej konferencji Pan Prezes Zygmunt Paruch, przez wiele lat stojący na czele lokalnej spółki eksploatacyjnej.

Tu warto zwrócić uwagę, że trzeba było ponad pół wieku, by oddać do eksploatacji kolejny duży zbiornik przeciwpowodziowy na Dunajcu. Tym razem budowa nie trwała już tak krótko i nie wynikało to tylko z warunków lokalnych oraz kryzysu gospodarczego, w jaki w latach osiemdziesiątych popadła Polska. Od roku 1997 Zbiornik Czorszyński skutecznie chroni górną część doliny Dunajca w czasie wezbrań powodziowych i poprzez zbiornik wyrównawczy w Sromowcach alimentuje dalszy odcinek rzeki w okresach suszy. Zagrożenie powodziowe dla całej doliny Dunajca radykalnie spadło. Według niektórych specjalistów ochronę można byłoby uznać za kompletną budując jeszcze jeden stopień e z dużym zbiornikiem zaporowym. Zamysł ten, podobnie jak plany budowy całej dwunastostopniowej kaskady Dunajca, nigdy nie doczekał się już realizacji.

Od czasu oddania do eksploatacji Zapory Rożnowskiej w Polsce było wiele powodzi, nierzadko o rozmiarach katastrofalnych. Postępujące zmiany klimatyczne złamały dawniejsze statystyki hydrologiczne, klęski żywiołowe nabrały intensywności i stały się trudniej przewidywalne, powszechne stały się zjawiska długotrwałej suszy, co ma szczególne znaczenie w Polsce – kraju o niewysokich opadach średnich i niskiej retencji.

Niestety, Państwo Polskie już nigdy nie zareagowało tak zdecydowanie i konsekwentnie na kolejne klęski, jak to miało miejsce po powodzi 1934 roku. Plan dla Odry, ogłoszony po tzw. powodzi tysiąclecia z 1997 r., przyniósł wznowienie niektórych zarzuconych wcześniej inwestycji służących z jednej strony ochronie przeciwpowodziowej i retencji, a z drugiej – żegludze śródlądowej i produkcji „zielonej” energii elektrycznej. Powstały liczne studia projektowe dotyczące Odry i jej dopływów. W gospodarce wodnej dokonano pewnych nowych inwestycji. Po niewielu latach zapał opadł. W przypadku nawet tak ważnych projektów jak Zbiornik Raciborski dokonano radykalnych cięć, co podczas ubiegłorocznej powodzi nieomal doprowadziło we Wrocławiu do powtórzenia się sytuacji z 1997 roku. Cięcia finansowe dotknęły i innych projektów, których realizacja przeciąga się dziś zwykle na kilkadziesiąt lat. Skrajne środowiska ekologiczne widzą w piętrzeniach tylko oddziaływanie niepożądane i źródło zysków dla zachłannych właścicieli elektrowni wodnych. Obecne cele gospodarki wodnej proponują osiągać przez renaturyzację rzek i odtwarzanie mokradeł na terenie całego kraju. Liczne media i środowiska decydenckie wydają się popierać tę dość fantastyczną wizję lub umywać ręce od całej sprawy.

Ostatecznie doszło do sytuacji, w której gospodarka wodna zaprzestała prac nad nowymi stopniami wodnymi, zaś energetyka wodna – występująca w roli beneficjenta mniejszościowego – osiąga zbyt niskie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, by pokrywać rosnące koszty eksploatacji obejmujące utrzymanie niektórych obiektów wielozadaniowych w należytym stanie. Tym bardziej nie starcza środków na przygotowanie ich do zagrożeń narastających w związku z zachodzącymi zmianami klimatycznymi.

Można odnieść wrażenie, że w planowaniu wydatków państwowych na infrastrukturę kraju populistyczne cele ambicjonalne, coraz częściej biorą górę nad celami egzystencjalnymi dla społeczeństwa. Opisana wyżej sytuacja wydaje się leżeć od lat u podstaw szeregu praktycznych problemów na styku energetyki i gospodarki wodnej. Niektóre z nich będą przedmiotem dyskusji podczas debaty „Energetyka i gospodarka wodna w odpowiedzi na wyzwania kryzysu klimatycznego i inne zagrożenia” w dniu 8-go października. Debatę poprowadzi p. Bogusław Kuba Puchowski, wieloletni prezes Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, wciąż prowadzący działalność inżynierską w sektorze MEW – głównie poprzez konsultacje i nadzory nad realizacją projektów. W debacie weźmie udział m.in. p. Magdalena Żmuda, wiceprezes PGW Wody Polskie.

Niechęć, a nawet wrogość, skrajnych środowisk proekologicznych wobec elektrowni usytuowanych na ciekach wodnych przeniosła się w ostatnim dwudziestoleciu również na klasyczne elektrownie szczytowo-pompowe, wobec których wcześniej nie formułowano istotnych zarzutów ekologicznych. Tymczasem obserwujemy forsowanie magazynów bateryjnych, które rzeczywiście osiągają szybko coraz większe moce i pojemności. Władze państwowe chętnie przyjmują tę narrację z uwagi na nakłady jednostkowe i krótki czas inwestycji pozwalający przypisać sobie zasługi zanim kolejne wybory zmienią konfigurację polityczną w kraju. Ostatecznie, po krótkim powiewie optymizmu, mamy dziś znowu do czynienia z niekorzystną zmianą nastawienia polskich władz państwowych do energetyki szczytowo-pompowej.

Rola mediów jest tu olbrzymia, gdyż stronią one od informowania o niekorzystnych aspektach technologii bateryjnych, chętnie wypowiadając się za to chętnie o wszystkich niepożądanych oddziaływaniach budowy instalacji hydroenergetycznych. W przekonaniu autora tego tekstu rzetelna wiedza dotycząca konkurencyjności alternatywnych technologii magazynowania energii i świadczenia usług systemowych jest w tej sytuacji zupełnie kluczowa. Na sprawy te zwrócimy uwagę podczas sesji „Energetyka wodna dla regulacji i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego w warunkach transformacji energetycznej” w dniu 7 października. Debatę poprowadzi p. Michał Lis, redaktor kwartalnika „Energetyka Wodna” razem z autorem tego tekstu. Wezmą w niej udział m.in. przedstawiciele Energoprojektu, Instytutu Energetyki, a także elektrowni szczytowo-pompowych.

Obie debaty poprzedzą techniczne sesje referatowe nawiązujące do tematyki dyskusji. Techniczny charakter będą miały pozostałe sesje dotyczące m.in. cyfryzacji elektrowni wodnych, małej energetyki wodnej, projektowania układów przepływowych maszyn hydraulicznych, układów generacji a także zagadnień eksploatacji i badań elektrowni wodnych oraz ich wyposażenia.

Do dnia 1-go października swój udział w HYDROFORUM 2025 zgłosiło 125 osób, Wśród nich jest 15 osób z zagranicy – z Austrii, Czech, Norwegii, Słowenii i Ukrainy, a także z Chin. Tegoroczna konferencja zapowiada się znowu pracowicie. Oprócz dwóch półtoragodzinnych debat mamy 34 wystąpienia referatowe. Podobnie jak w roku ubiegłym, przewidujemy dziesięć sesji konferencyjnych (łącznie z sesją inauguracyjną). Na każde wystąpienie przeznaczylimy średnio 20 minut, chociaż czas przeznaczony na samą prezentację nie będzie przekraczać 12 do 15 minut.

Niniejszy tom zawiera streszczenia zgłoszonych wystąpień konferencyjnych oraz wystąpienia w formie mini-artykułów. Podobnie, jak w latach ubiegłych przewidujemy publikację wybranych artykułów pokonferencyjnych w kwartalniku *Energetyka Wodna*. W *Energetyce Wodnej* ukaże się także sprawozdanie z konferencji. Za zgodą autorów, prezentacje konferencyjne zostaną udostępnione w formacie PDF wszystkim uczestnikom HYDROFORUM 2025 ze strony internetowej Towarzystwa Elektrowni Wodnych. Informujemy, że ze strony <https://www.tew.pl/index.php/pl/biblioteka-tew/opracowania-publicacje>, są też dostępne materiały wszystkich dotychczasowych Polskich Konferencji Hydroenergetycznych, a także konferencji HYDROFORUM 2005. Z tej samej strony udostępniona zostanie wersja elektroniczna niniejszego dokumentu. Zachęcamy do korzystania z naszych zasobów.

Organizacja konferencji byłaby trudniejsza, gdyby nie znakomita współpraca z naszym lokalnym współorganizatorem (*TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.*). Wśród naszych tegorocznych sponsorów znalazły się dwie spółki zaliczane do tzw. energetyki zawodowej (*Tauron Polska Energia SA.*, *PGE EO SA*), dwa biura projektowe (*Energoprojekt Warszawa* i *IOZE hydro*), 3 dostawcy wyposażenia hydraulicznego (*IOZE hydro*, *Mavel*, *Thorndon Bearings Inc.*, *TIS Polska Sp. z O.O.*) oraz dwóch dostawców technologii utrzymania maszyn i urządzeń stosowanych w hydroenergetyce (*Belse* i *PFTechnology Sp. z o.o.*), a także firma doradcza *HEKLA Energy* i firma *Inora*. Udzielone nam wsparcie miało zasadnicze znaczenie dla utrzymania równowagi naszego budżetu.

Komitet Organizacyjny Konferencji wyraża serdeczne podziękowanie wszystkim osobom, firmom i instytucjom, które wsparły przygotowanie Konferencji swoim zaangażowaniem merytorycznym, organizacyjnym i finansowym. Szczególne podziękowania należą się Panu Prezesowi Zygmuntowi Paruchowi RZGW Kraków (*TAURON Ekoservis. Sp.z o.o.*), który zorganizował wizytę studyjną terenie EW Rożnów oraz rejs po Jeziorze Rożnowskim oraz Instytutowi Energetyki Oddział Gdańsk, który wydrukował materiały konferencyjne. Serdecznie dziękujemy naszym patronom honorowym, sponsorom i patronom medialnym, a także członkom Komitetu Honorowego i Naukowego, przewodniczącym sesji, autorom wystąpień, panelistom i wszystkim uczestnikom konferencji. Wasza obecność wynika z wagi, którą przywiązujecie do tematyki obrad. Dla Komitetu Organizacyjnego jest ważnym potwierdzeniem celowości podejmowanych starań i wysiłków. Pozwalam sobie złożyć życzenia udanej debaty oraz radości i satysfakcji z nawiązanych lub odnowionych kontaktów zawodowych i osobistych.

Dr hab. Janusz Steller

Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego
Polskich Konferencji Hydroenergetycznych

Gdańsk, październik 2025

Preface

The venue of this year HYDROFORUM is completely unique not only because of the beautiful landscape and the rich - albeit difficult - history of the Sądecki Region, but also because of its links with Polish water management and hydropower sectors. Imperceptibly, another round anniversary has passed since the decision to start one of the largest investments of the Second Republic of Poland – the construction of Rożnów Dam and the Power Plant. It was a quick and decisive response of the still young Polish state to the catastrophic flood of 1934. Within 7 years, not only was the construction of the dam completed and the waters of the Dunajec River dammed, but the first two units of the hydroelectric power plant were installed and put into operation. After another 7 years, the construction of the levelling reservoir in Czchów was completed. For the inhabitants of Poland, it should be of no small importance that even during the years of occupation the works were carried out by Polish engineering and technical staff and other Polish workers employed on the construction site. Supervision of the whole was of course in German hands.

This situation only confirms that a highly skilled engineering staff was available in the pre-war Poland. It must have enjoyed a good reputation of German specialists, since they were able to convince their principals to leave the construction in Polish hands. It is worth remembering that at the time when the construction began – only 15 years after the end of the last war hostilities at Polish territory – there were already advanced plans for the development of hydraulic civil engineering structures serving both flood protection and hydropower throughout the country, especially in the foothill areas. That is why it was possible to move so quickly from word to deed in Rożnów. At the end of the inaugural session of the conference, President Zygmunt Paruch, who has been the head of a local operating company for many years, will talk about the Rożnów Hydropower Plant, its beginnings and further fate.

It should be mentioned at this place that over half of a century was needed to commission the next flood protection reservoir on Dunajec river. This time the erection did not take such a short time which by far was not due solely to the local conditions and economic crisis Poland fell in in 1980-ies. Since 1997 the Czorsztyn Reservoir has been effectively protecting the upper part of Dunajec valley during flood surges and providing water to the further river via the levelling reservoir in Sromowce village in drought periods. The flood threat to the whole Dunajec valley has decreased decisively. Following some specialists the flood protection could have been considered complete if one more barrage with a large dam reservoir. This endeavour, like the plans to erect the whole 12-stage Dunajec Cascade has never seen its implementation.

Since the commissioning of Rożnów Dam, there have been many floods in Poland, often of catastrophic proportions. Progressive climate change has broken the past hydrological statistics, natural disasters have become more intense and difficult to predict, and long-term drought phenomena have become common, which is of particular importance in Poland – a country with low average precipitation and low retention.

Unfortunately, the Polish State has never reacted so decisively and consistently to successive disasters as it did after the flood of 1934. The Plan for the Oder, announced after the so-called Millennium Flood of 1997, brought about the resumption of some previously abandoned investments aimed at flood protection and retention on the one hand, and inland navigation and the production of "green" electricity on the other. Numerous design studies were created on the Oder and its tributaries. Some new investments have been made in water management. After a few years, the enthusiasm subsided. In the case of even such important projects as the Racibórz Reservoir, radical cuts were made in financing, which during last year's flood almost led to repeating the situation from 1997 in Wrocław. Financial cuts have also affected other projects, the implementation of which today usually drags on for several decades. Extreme ecological circles see dams only as undesirable impacts and a source of profit for greedy hydropower plant owners. The current water management goals are proposed to be achieved by renaturalization of rivers and restoring wetlands throughout the country. Numerous media and decision-making circles seem to support this rather fantastic vision or wash their hands of the whole thing.

Eventually, the water management sector stopped working on new barrages. The hydropower sector – acting as a minority beneficiary – achieves quite often too low revenues from the sale of electricity to cover the growing operating costs, including the maintenance of some multi-purpose facilities in proper condition. All the more, the financial means available appear insufficient to prepare them for the growing threats posed by climate change.

One may come to a conclusion that in planning state spending on the country infrastructure, populist ambitious goals are increasingly taking precedence over social existential goals. The situation described above seems to have been at the root of a number of practical problems at the interface of energy and water management for years. Some of them will be discussed during the debate "Energy and water management in response to the challenges of the climate crisis and other threats" on 8 October. The debate will be moderated by Mr. Bogusław Kuba Puchowski, a long-time president of the Polish Small Hydropower Development Association who still conducts engineering activities in the SHPP sector – mainly through consultations and supervision over the projects. The debate will be attended by m.in. Ms. Magdalena Żmuda, Vice-President of the Polish State Holding "Polish Waters".

In the last twenty years, the reluctance, and even hostility, of extreme pro-ecological circles towards power plants located on watercourses has also extended over the classic pumped-storage power plants, against which no significant environmental objections were formulated before. Meanwhile, we are observing the push of battery storage, which is indeed rapidly reaching higher and higher capacities. The state authorities are eager to accept this narrative in view the specific expenditures and short investment time that allows them to take credit before the next elections change the political configuration in the country. Eventually, after a short breath of optimism, today we are dealing again with an unfavourable change in the attitude of the Polish state authorities towards pumped storage.

The role of the media is enormous here, as they avoid informing about the unfavourable aspects of battery technologies, while willing to comment on all the undesirable impacts of hydropower installations. In the opinion of the author of this text, reliable knowledge regarding the competitiveness of alternative energy storage technologies and the provision of system services is absolutely crucial in this situation. We will draw attention to these issues during the session "Hydropower for the regulation and safety of the national power system under energy transition conditions " on 7 October. The debate will be moderated by Mr. Michał Lis, editor of the quarterly "Energetyka Wodna" together with the author of this text. Representatives of Energoprojekt design office, the Institute of Energy, as well as pumped-storage power plants will be among the panellists.

Both debates will be preceded by technical paper sessions referring to the subject of the discussion. The remaining sessions will be also of the technical nature, concerning, among others, the digitization of hydroelectric power plants, small hydropower, the design of hydraulic machinery flow systems, generation systems, as well as the problems of hydropower plants and equipment operation.

By October 1, 125 people had registered to participate in HYDROFORUM 2025, including 15 people from abroad – from Austria, the Czech Republic, Norway, Slovenia and Ukraine, as well as from China. This year's conference promises to be busy again. In addition to two one and a half hour debates, we have 34 paper presentations. As in the previous year, we are planning ten conference sessions (including the inaugural session). We have allocated an average of 20 minutes for each speech, although the time allocated for the presentation itself will not exceed 12 to 15 minutes.

This volume contains summaries of the conference presentations and presentations in the form of mini-articles. As in previous years, we expect to publish selected post-conference articles in the *Energetyka Wodna* quarterly. A report from the conference will also be published in *Energetyka Wodna*. With consent of the authors, the conference presentations will be made available in PDF format to all participants of HYDROFORUM 2025 from the website of the Polish Hydropower Association. We would like to inform you that the proceedings of all previous Polish Hydropower Conferences, as well as the HYDROFORUM 2005 conference, are also available from the <https://www.tew.pl/index.php/pl/biblioteka-tew/opracowania-publicacje> website. An electronic version of this document will be made available from the same website. We encourage you to use our resources.

The organization of the conference would have been more difficult if it had not been for the excellent cooperation with our local co-organizer (*TAURON Ekoenergia Sp. z o.o.*). This year's sponsors include two companies classified as the so-called professional power industry (*Tauron Polska Energia SA.*, *PGE EO SA*), two design offices (*Energoprojekt Warszawa* and *IOZE hydro*), 3 suppliers of hydraulic equipment (*IOZE hydro*, *Mavel*, *Thordon Bearings Inc.*, *TIS Polska Sp. z O.O.*) and two suppliers of technology for the maintenance of machines and equipment used in hydropower (*Belse* and *PFTechnology Sp. z o.o.*), as well as the consulting company *HEKLA Energy* and *Inora*. The support we have received has been essential to keep our budget in balance.

The Organizing Committee of the Conference expresses its sincere thanks to all people, companies and institutions who supported the preparation of the Conference with their substantive, organizational and financial commitment. Special thanks are due to Mr. Zygmunt Paruch RZGW Kraków (*TAURON Ekoserwis. Sp.z o.o.*), which organized a study visit to the area of EW Rożnów and a cruise on the Rożnów Lake and the Institute of Energy Gdańsk Division, which printed the conference proceedings. We would like to thank our honorary patrons, sponsors and media patrons, as well as members of the Honorary and Scientific Committee, session chairs, authors of speeches, panelists and all conference participants. Your presence results from the importance you attach to the subject matter of the meeting. For the Organizing Committee, it is an important confirmation of the purposefulness of the efforts and efforts undertaken. I wish you a successful debate, as well as enjoying and satisfaction of professional and personal contacts that have been established or renewed.

Dr Janusz Steller

Chairman of the Polish Hydropower Conferences
Organising Committee

Gdansk, October 2025

PROGRAM KONFERENCJI (dzień I)**7 października 2025****9:00 Powitanie uczestników i otwarcie obrad (Hotel „Perła Południa”)****Sesja inauguracyjna**Sesję prowadzi: **Janusz Steller** (IMP PAN/TEW), Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego PKH HYDROFORUM

- 9:00 J.Steller** (IMP PAN/TEW); **E.Malicka** (TRMEW): Powitanie uczestników w imieniu Komitetu Organizacyjnego oraz TEW i TRMEW. Informacje organizacyjne
- 9:15 Przedstawiciel Grupy Kapitałowej TAURON - Powitanie w imieniu GK TAURON
- 9:20 **M.Lackowski** (IMP PAN): Powitanie w imieniu IMP PAN i otwarcie konferencji
- 9:25 **M. Sulowicz** (WIEiK PK/TEW): Powitanie w imieniu Politechniki Krakowskiej
- 9:30 **Z.Paruch** (TAURON Ekoserwis): Słowo wstępne o Elektrowni Wodnej Rożnów

10:00 Przerwa kawowa**Sesja I: Energetyka szczytowo-pompowa**Obrady prowadzi: **Janusz Łobacz** (PGE EO SA, OI EW Żarnowiec)

- 10:20 H.O.Nyland** (Norconsult): *Energetyka szczytowo-pompowa: decydująca siła nowych OZE* (EN)
- 10:40 **M. Kubecki** (IOZE): *Trendy projektowe i technologiczne w energetyce szczytowo-pompowej*
- 11:00 **Y.Bykov**, O.Khoryev, A.Panov (IMSE NANU): *Projektowanie i badania modeli pompoturbin przeznaczonych do pracy przy spadach 80-500 m* (EN)
- 11:20 **V. Ryzhyi** (Ukrhydroprojekt, Charków): *Osobliwości pracy elektrowni szczytowo-pompowych na zbiornikach rzecznych* (EN)
- 11:40 **A. Obrębska** (Energoprojekt Warszawa): *Proces inwestycyjny budowy elektrowni szczytowo-pompowej w Polsce*

12:00 Przerwa kawowa**Debata I "Energetyka wodna dla regulacji i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego w warunkach transformacji energetycznej "**Obrady prowadzą: **Michał Lis** (Energetyka Wodna), **Janusz Steller** (TEW).

- 12:30 Otwarcie debaty** (M.Lis, J.Steller)

14:00 Przerwa obiadowa**Sesja III: Cyfryzacja pracy elektrowni wodnych i analizy rynkowe**Obrady prowadzi: **Arkadiusz Czarnecki** (ZEW Niedzica SA)

- 15:00 W.Taras**, G.Szcześniak (Emerson): *Emerson dla elektrowni wodnych*
- 15:20 **D.Chowański**, Z.Shavlovich, J.Fonseca Blanco (Emerson): *Zmniejszanie naprężeń w turbinie wodnej pracującej w systemie automatycznej regulacji mocy (AGC)*
- 15:40 **A.Machalski** (Politechnika Wrocławska): *D-Hydroflex. Digital solutions for improving the sustainability performance and FLEXibility potential of HYDROpower assets. Aktualny stan prac i rozwój cyfrowego bliźniaka hydrozespołu.*
- 16:00 **S.Iwaniec**, (Hekla Energy): *Maksymalizacja zysków w dobie ujemnych cen energii*

16:20 Przerwa kawowa

PROGRAM KONFERENCJI (dzień I)**7 października 2025****Sesja IV: Mała energetyka wodna - dostępny potencjał, projekty modernizacyjne, szkolenia**Obrady prowadzi: **Janusz Plutecki** (prof. em., Politechnika Wrocławska)

- 16:40** **L.Kalina** (IOZE): *Potencjał rozwoju mocy w sektorze energetyki wodnej*
- 17:00** **J. Świdorski** (SEng.), Y.J.Liu (Forward HPE): *Modernizacja turbiny Kaplana - studium przypadku*
- 17:20** **M. Kaniecki** (TG DNALOP): *Proces modernizacji małej elektrowni wodnej – od pomysłu do realizacji*
- 17:40** **E.Malicka** (TRMEW): *Repowering MEW*
czyli budowa albo montaż nowej elektrowni wodnej w miejsce instalacji zdemontowanej
- 18:00** **M.Piękoś** (MPEC Kraków):
Rekuperacyjna elektrownia wodna w sieci ciepłowniczej MPEC Kraków. Proces budowy
- 18:20** **M.Lis** („Energetyka Wodna”): *Branżowe Centrum Umiejętności i kwalifikacje zawodowe branży elektroenergetycznej w dziedzinie energetyka wodna – prezentacja i aktualny status projektu*

18:40 **Zakończenie I dnia obrad****20:00** **Przyjęcie konferencyjne (Hotel „Perła Południa”)****PROGRAM KONFERENCJI (dzień II)****8 października 2025****08:00** **Powitanie uczestników i otwarcie obrad (Hotel „Perła Południa”)****Sesja V: Infrastruktura hydrotechniczna**Obrady prowadzi: **Michał Krzyszkowski** (ZEW Niedzica SA.)

- 08:00** **Z.Kowalski** (IGSMiE PAN): *Kaskada Nysy Kłodzkiej*
– koncepcja odbudowy retencji i gospodarcze wykorzystanie osadów dennych
- 08:20** **A.Polniak** (AQUA Tech): *Jazy powłokowe w systemach retencji*
- 08:40** **K.Trojanowska** (TEW): *Kontrola stanu technicznego budowli hydroenergetycznych*
a bieżąca praktyka eksploatacyjna. Jak protokoły kontroli przekładają się na poprawę stanu technicznego
- 09:00** **W.Kosoń** (INORA):
Skuteczna ochrona dna i skarp obiektów hydrotechnicznych oraz ochrona antyerozyjna
- 09:20** **R.Masek** (Belse): *Naprawa i ochrona obiektów hydrotechnicznych*
- 09:40** **L.Opyrchal** (WAT): *Budowa na terenie zalewowym – analiza przypadku*

10:00 **Przerwa kawowa****Deбата II " Energetyka i gospodarka wodna
w odpowiedzi na wyzwania kryzysu klimatycznego i inne zagrożenia"**Debatę prowadzi: **B. Kuba Puchowski** (Piła Młyn / TRMEW)**10:30** **Otwarcie debaty** (B.K.Puchowski)**12:00** **Przerwa kawowa****Sesja VII: Układy przepływowe turbin wodnych i hydraulicznych maszyn odwracalnych**Obrady prowadzi: **Maciej Kaniecki** (IMP PAN.)

- 12:30** **Z.Krzemianowski**, J.Steller, M.Kaniecki (IMP PAN): *Rurowa turbina wodna Kaplana o wysokim wyróżniku szybkobieżności przeznaczona do pracy pod najniższymi spadami*
- 12:50** **J.Świdorski** (SEng.): *Modernizacja kanałów przepływowych turbin wodnych*
- 13:10** **A.Chernobrova**, O. Moloshnyi, P.Szulc (Politechnika Wrocławska): *Modyfikacja spiralnego kanału zbiorczego, jako sposób na poprawę sprawności pompy pracującej w trybie turbinowym*

13:30 **Przerwa obiadowa**

PROGRAM KONFERENCJI (dzień II)**8 października 2025****Sesja VIII: Układy generacji w elektrowniach wodnych**Obrady prowadzi: **Maciej Sułowicz** (WIEiK, Politechnika Krakowska.)**14:30 J.Kirejczyk:** *Dobór pompoturbin o regulowanej prędkości obrotowej***15:00 D.Borkowski** (WIEiK, Politechnika Krakowska):
*Układy generacji dla przepływowych niskospadowych małych elektrowni wodnych***15:20 P.Kisielewski** (Kisielewski): *Wysokosprawne generatory synchroniczne na magnesach trwałych***15:40 I. Zaitsev, A.Levytskyi** (Inst. Elektrodynamiki NANU), **V.Rassovskyi, P.Torzhevskyi** (Ukrhydroenergo):
Przyczyny powstawania i sposoby wykrywania uszkodzeń uzwojenia żłobkowego stojana (EN)**16:00 Przerwa kawowa****Sesja IX: Wybrane zagadnienia eksploatacji hydrozespołów**Obrady prowadzi: **Grzegorz Żywica** (IMP PAN)**16:30 M.Kaniecki, M.Hajdarowicz, B.Ośmiałowski** (TG DNALOP): *Wodą smarowane - opowieść o historii powstania produktu i współczesnych systemach łożyskowych marki Thordon Bearings***16:50 K.Górlicka, J.Przydatek** (PFTechnology): *Filtracja wody w energetyce wodnej***17:10 A.Chlapek** (T.i.S. Polska):
*Armatura regulacyjna T.I.S.: zastosowania dla potrzeb odzysku energii w sieciach wodociągowych***17:30 W.Janicki** (IMP PAN): *Pomiary drgań bezwzględnych turbin wodnych - zagadnienia wybrane***17:50 P. Ševčík, R.Bischof, L.Rinka** (OSC):
Optimalizacja pracy hydrozespołu na podstawie sprawności i wibracji (EN)**18:10 Zamknięcie obrad konferencji. Informacje organizacyjne****19:30 Wspólna kolacja (Hotel „Perła Południa”)****Użyte skróty**

Forward HPE	- Forward Hydro Power Equipment Co., Ltd., Chiny	PK	- Politechnika Krakowska
IGSME PAN	- Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków	PWr	- Politechnika Wrocławska
IMP PAN	- Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk	SEng.	- Swiderski Engineering Inc., Ottawa
IMSE NANU	- Instytut Maszyn i Systemów Energetycznych NANU, Charków	TEW	- Towarzystwo Elektrowni Wodnych
MPEC	- Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej	TRMEW	- Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych
NANU	- Narodowa Akademia Nauk Ukrainy	WAT	- Wojskowa Akademia Techniczna
PAN	- Polska Akademia Nauk	WIEiK PK	- Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej PK
		WME PWr	- Wydział Mechaniczno-Energetyczny PWr

WYJAZD STUDYJNY**9 października 2025**

Czas	Program	Wskazówki dla kierowców
08:30	Wyjazd z hotelu "Perła Południa"	
10:00	Grupa I: Wizyta w EW Rożnów i rejs po Jeziorze Rożnowskim	Parking przed wjazdem do Elektrowni Wodnej Rożnów:
10:00	Grupa II: Rejs po Jeziorze Rożnowskim i wizyta w EW Rożnów	Parking przy koronie zapory (przed przystanią):
13:00	Przejazd do hotelu Łaziska pod Czchowem z postojem przy zamku Tropsztyn	Parking za zamkiem Tropsztyn
14:00	Obiad w hotelu Łaziska i koniec wizyty studyjnej	
15:00	Transfer do dworca PKP w Krakowie (minibus; do 2 godzin jazdy)	

CONFERENCE PROGRAMME (Day I)

7 October 2025

9:00 Welcome addresses and opening of the Conference („Perła Południa” Hotel)

Opening Session

Session chaired by: **Janusz Steller** (IMP PAN/TEW), Chairman of the Conference Organising Committee

- 9:00 **J.Steller** (IMP PAN/TEW); **E.Malicka** (TRMEW): Welcome address and announcements from the Organising Committee as well as TEW and TRMEW associations
- 9:15 **Representative of TAURON Capital Group** - Welcome address from TAURON Group
- 9:20 **M.Lackowski** (IMP PAN): Welcome address from IMP PAN and opening of the conference
- 9:25 **M. Sulowicz** (PK/TEW): Welcome address from the Cracow University of Technology
- 9:30 **Z.Paruch** (TAURON Ekoserwis): Introductory word on Rożnów HPP

10:00 Coffee break

Session I: Pumped storage hydropower projects

Session chaired by: **Janusz Łobacz** (PGE EO SA, OI EW Żarnowiec)

- 10:20 **H.O.Nyland** (Norconsult): *Pumped Storage Hydro: Governing Strength for New Renewables*
- 10:40 **M. Kubecki** (IOZE): *Design and technological trends in the pumped storage sector (PL)*
- 11:00 **Y.Bykov**, O.Khoryev, A.Panov (IPMS NASU):
Design and investigation of pump-turbine models for heads of 80-500 m
- 11:20 **V. Ryzhyi** (Ukrhydroproject, Kharkiv):
Peculiarities of the operation of PSPs on the run-of-the-river reservoirs
- 11:40 **A. Obrębska** (Energoprojekt Warszawa):
Investment process of a pumped storage power plant erection in Poland (PL)

12:00 Coffee break

Debate I "Hydropower sector for the national electrical power system regulation and safety under the energy transformation conditions"

Debate chaired by: **Michał Lis** (Energetyka Wodna), **Janusz Steller** (TEW).

- 12:30 **Opening of the Debate** (M.Lis, J.Steller)

14:00 Lunch break

Session III: Hydropower digitalisation and market analyses

Session chaired by: **Arkadiusz Czarnecki** (ZEW Niedzica SA)

- 15:00 **W.Taras** (Emerson): *Emerson capability for Hydro Power Plant (PL)*
- 15:20 **D.Chowański**, Z.Shavlovich, J.Fonseca Blanco (Emerson): *Stress Decreasing at Water Turbine in AGC (PL)*
- 15:40 **A.Machalski** (Wroclaw University of Technology): *D-Hydroflex. Digital solutions for improving the sustainability performance and FLEXibility potential of HYDROpower assets. Current work status and development of the digital hydraulic unit twin (PL).*
- 16:00 **S.Iwaniec**, (Hekla Energy): *Maximising profits in the era of negative energy prices (PL)*

16:20 Coffee break

Session IV: Small hydropower - available potential, rehabilitation projects, capacity buildingSession chaired by: **Janusz Plutecki** (prof. em., Wrocław University of Technology)

- 16:40** **Ł.Kalina** (IOZE): *Capacity development potential in the hydropower sector* (PL)
- 17:00** **J.Świdorski** (SEng.), Y.J.Liu (Forward HPE): *Kaplan turbine upgrade – case study*
- 17:20** **M.Kaniecki** (TG DNALOP):
The process of a small hydropower plant rehabilitation - from an idea to implementation (PL)
- 17:40** **E.Malicka** (TRMEW): *SHP repowering: development and erection of a new hydropower plant in place of the dismantled installation* (PL)
- 18:00** **M.Piękoś** (MPEC Kraków): *Hydraulic energy recovery plant in the heating network of the MPEC Cracow municipal heating utility. Construction process* (PL)
- 18:20** **M.Lis** („Energetyka Wodna”): *The Branch Skill Centre and professional qualifications in the hydropower field of the electric power sector - presentation and the current status of the project* (PL)

18:40 **Closing of the 1st day debates****20:00** **Conference reception („Perła Południa” Hotel)****CONFERENCE PROGRAMME (Day II)****8 October 2025****08:00** **Welcome addresses and opening of the debates („Perła Południa” Hotel)****Session V: Hydraulic civil engineering infrastructure**Session chaired by: **Michał Krzyszkowski** (ZEW Niedzica SA.)

- 08:00** **Z.Kowalski** (Mineral and Energy Economy Research Institute, Pol.Ac.Sci):
Nysa Kłodzka Cascade - the concept of retention restoration and economic use of bottom deposits (PL)
- 08:20** **A.Polniak** (AQUA Tech): *Inflatable weirs in retention schemes* (PL)
- 08:40** **K.Trojanowska** (TEW): *Technical condition monitoring of hydraulic civil engineering structures and the operational practice. How the inspection protocols reflect in the technical condition improvement* (PL)
- 09:00** **W.Kosoń** (INORA): *Effective protection of hydraulic civil engineering structure bottom and slopes - counter-erosive safeguards* (PL)
- 09:20** **R.Masek** (Belse): *Overhaul and protection of hydraulic civil engineering infrastructure* (PL)
- 09:40** **L.Opyrchal** (WAT): *Construction at a flood area - study case* (PL)

10:00 **Coffee break****Debate II "Hydropower and water management in response to the climate crisis and other challenges"**Debate chaired by: **B. Kuba Puchowski** (Piła Młyn / TRMEW)**10:30** **Opening of the Debate** (B.K.Puchowski)**12:00** **Coffee break****Session VII: Flow systems of hydraulic turbines and reversible machines**Session chaired by: **Maciej Kaniecki** (IMP PAN.)

- 12:30** **Z.Krzemianowski**, J.Steller, M.Kaniecki (IMP PAN):
A high specific speed Kaplan tubular turbine to be run under the lowest heads (PL)
- 12:50** **J.Świdorski** (SEng.): *Modernization of water turbine flow passages* (PL)
- 13:10** **A.Chernobrova**, O. Moloshnyi, P.Szulc (Wrocław University of Science and Technology):
Spiral case modification as means to improve efficiency of a pump running in turbine regime (PL)

13:30 **Lunch break**

Session VIII: Generation systems in hydropower plantsSession chaired by: **Maciej Sułowicz** (WIEiK, Politechnika Krakowska.)

- 14:30 J. Kirejczyk** (consulting engineer): *Variable speed pump-turbine selection* (PL)
- 14:50 D.Borkowski** (PK Faculty of Electrical and Computer Engineering):
Generation systems for the run-of-the-river low head small hydropower plants (PL)
- 15:10 P.Kisielewski** (Kisielewski): *High efficiency permanent magnet synchronous generators* (PL)
- 15:30 I. Zaitsev, A.Levytskyi** (Inst. Electrodynamics, NASU), **V.Rassovskyi, P.Torzhevskyi** (Ukrhydroenergo):
Stator bar damage in hydro-generators slot: causes and detection techniques

16:00 Coffee break**Session IX: Selected operational problems of hydraulic units**Session chaired by: **Grzegorz Żywica** (IMP PAN)

- 16:30 M.Kaniecki, M.Hajdarowicz, B.Ośmiałowski** (TG DNALOP): *Water lubricated - a story on emergence of the product and current bearing systems with Thordon Bearings trade mark* (PL)
- 16:50 K. Górlicka, J. Przydatek** (PFTechnology): *Water filtration in hydropower engineering* (PL)
- 17:10 A.Chlapek** (T.i.S. Polska): *T.I.S regulatory fittings: energy recovery applications in water networks* (PL)
- 17:30 W.Janicki** (IMP PAN): *Measurement of hydraulic turbine absolute vibrations - selected problems* (PL)
- 17:50 P. Ševčík** (OSC): *Unit operation optimisation using combined method efficiency/vibration*

18:10 Closing of the Conference. Information from the Organising Committee**19:30 Joint Dinner („Perła Południa” Hotel)****Abbreviations used**

Forward HPE	- Forward Hydro Power Equipment Co., Ltd., China	PK	- Cracow University of Technology
IGSME PAN	- Mineral and Energy Economy Research Institute Polish Academy of Sciences, Cracow	PWrr	- Wrocław University of Science and Technology
IMP PAN	- Szewalski Institute of Fluid-Flow Machinery, Polish Academy of Sciences, Gdansk	SEng.	- Swiderski Engineering Inc., Ottawa
IPMS NASU	- Podhirny Institute of Power Machines and Systems, NASU, Kharkiv	TEW	- Polish Hydropower Association
MPEC	- Municipal Heat Power Utility	TRMEW	- Polish Association for Small Hydropower Development
NASU	- National Academy of Sciences of Ukraine	WAT	- Military Academy of Technology, Warsaw
		WIEiK PK	- PK Faculty of Electrical and Computer Engineering
		WME PWrr	- PWrr Faculty of Mechanical and Power Engineering

THE STUDY TOUR**9 October 2025**

	Programme	Directions for the drivers
08:30	Departure from the "Perła Południa" hotel	
10:00	Group I: Study visit to Rożnów HPP and boat cruise on Rożnów Lake	Parking at the Rożnów HPP entrance:
10:00	Group II: Boat cruise on Rożnów Lake and study visit to Rożnów HPP	Parking at the dam crown (in front of the boat harbour):
13:00	Transfer to "Łaziska" hotel in Czchow vicinity (including a stop at Tropiszyn castle)	Parking behind the Tropiszyn castle
14:00	Farewall lunch at "Łaziska" hotel and the end of the tour	
15:00	Transfer do main railway station in Cracow (minibus; up to 2 hours of driving time)	

**Łączymy
energią!**

- Rozwiązania mitygujące ryzyko cen ujemnych.
- Terminowe rozliczenia i płatności.
- Przejrzysty model rozliczeń.
- Możliwość rozliczeń w formule fixed / floating.
- Zabezpieczenie kontraktów na TGE.
- Długoterminowe umowy PPA.
- Wsparcie w planowaniu generacji.
- Bilansowanie handlowe.
- Pełna zgodność z regulacjami i wymogami URE / TGE.
- Rozwiązania dopasowane do potrzeb każdego wytwórcy.

REGULATORY TURBIN ZASILACZE HYDRAULICZNE SYSTEMY SCADA

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk prowadzi modernizację układów regulacji turbin oraz wykonuje nowe **elektrohydrauliczne regulatory obrotów i układy zasilania olejowego** dla wszystkich typów turbin wodnych.

Zakres działalności Instytutu Energetyki obejmuje m.in.:

- cyfrowe układy regulacji turbin wodnych
- systemy sterowania, wizualizacji i kontroli pracy elektrowni (SCADA)
- układy pomiaru poziomów wody i strat na kratkach
- układy pomiaru prędkości obrotowej
- układy hydrauliki siłowej
- układy olejowo - ciśnieniowe
- układy napędowe i sterowania jazdów



Instytut Energetyki posiada laboratorium do testów modernizowanych układów regulacji.

Instytut wykonuje również badania i ekspertyzy w zakresie oceny stanu technicznego oraz wymaganych prac modernizacyjnych układów regulacji.

Państwowy Instytut Badawczy
Oddział Gdańsk



Instytut
Energetyki



ul. Mikołaja Reja 27
80-870 Gdańsk
tel.: (+48) 58 34 98 200
e-mail: ien@ien.gda.pl
www.ien.gda.pl

Szanowni Państwo,

Spotykamy się podczas Konferencji Hydroenergetycznej HYDROFORUM 2025, również aby przybliżyć historię Elektrowni Wodnej Rożnów – obiektu, który od 83 lat pozostaje jedną z najważniejszych wizytówek polskiej hydroenergetyki. Już w latach 1925–1929 planowano jej budowę, a katastrofalna powódź z lipca 1934 roku przyspieszyła decyzję o rozpoczęciu prac przygotowawczych.

Okres projektowania i realizacji budowy stopni wodnych w Rożnowie i Czchowie charakteryzowało wykorzystanie dostępnych w owym czasie nowych rozwiązań technicznych stosowanych przy podobnych budowach w krajach uprzemysłowionych Europy.

Projekt techniczny zapory i elektrowni w Rożnowie wykonało Biuro Dróg Wodnych Ministerstwa Komunikacji. Projektantami zbiornika, zapory i elektrowni w Rożnowie byli inżynierowie: Herbich, Żmigrodzki, Smoleński, Śliwiński i Balcerski. Tempo projektowania było zadziwiająco szybkie i już na początku 1935 roku ówczesne Ministerstwo Komunikacji powierzyło budowę zapory i elektrowni w Rożnowie firmie „Zapory i Roboty Hydrauliczne” – Towarzystwo Polsko-Francuskie Sp. Z o.o.. Prace rozpoczęto latem 1935 roku. Pierwszy etap prac obejmował zagospodarowanie placu budowy i zaplecza i był realizowany do połowy 1936 roku.

Wybudowano w tym czasie 6 murowanych budynków mieszkalnych, pomieszczenie żywienia zbiorowego, baraki kolonii robotniczej i izbę chorych. Na zagospodarowanie zaplecza złożyła się także budowa baraku laboratorium betonowego, baraku magazynowego, warsztatu do gięcia stali zbrojeniowej, warsztatu mechanicznego, tartaku, pomieszczenia dla betoniarek i dozowników oraz wytwórni kruszywa, stacji sprężarkowych i parowozowni. Zmontowano mechaniczny dźwig linowy, wyposażono teren budowy w instalacje wodno-kanalizacyjne, elektryczne i telefoniczne. Wykonano drogi dojazdowe kołowe i tory dla kolejki wąskotorowej.

Wiosną 1936 roku rozpoczęto prace przy wykopach i wyłomach skalnych. W bardzo dużym zakresie realizowano prace budowlane przy zaporze w Rożnowie typu półciężkiego w przekroju pionowym trójkąta z wnękami, o łącznej kubaturze 450 000 m³. Długość zapory to 550 m, wysokość od stopy fundamentowej do korony ponad 50 m. Zapora składa się z 25 bloków normalnych po 15 m długości oraz czterech sekcji po 17 m. W segmentach części siłowni zainstalowano cztery turbiny wodne typu Kaplana o maksymalnej przepustowości 60 m³/sek. Maksymalna moc osiągalna przy spadzie 28,5 m słupa wody to 14 MW. Prace budowlane realizowane były w ramach Centralnego Okręgu Przemysłowego, a ich tempo było wyjątkowo szybkie i w pewnym okresie była uznawana - jak podaje ówczesna prasa, największa budowa w Europie, którą wizytował m.in. Prezydent RP – Ignacy Mościcki.

Wybuch wojny w dniu 1 września 1939 r. Przerwał tok prac budowlanych i montażowych w Rożnowie na około pół roku. Roboty budowlane i montażowe podjęte na zaporze w lecie 1940 r. Zostały zakończone w jesieni 1941 r. Wtedy to przystąpiono do piętrzenia zbiornika.

W roku 1942 oddano do eksploatacji pierwsze 2 bloki elektrowni Rożnów, każdy o mocy 12,5 MVA.

Kalendarium:

- 1942** – spiętrzenie zbiornika i uruchomienie turbozespołów do produkcji energii elektrycznej
- 1945** – uruchomienie dwóch turbozespołów po przejściu frontu (wyzwoleniu i zamontowanie zatopionych regulatorów obrotów) w dniu 18.01.1945 r. ok. godz. 20.00
- 1946** – próba współpracy El. Rożnów z El. Mościce linią napowietrzną 150kV,
– uruchomienie kolejnych dwóch turbozespołów,
– plany pracy El. Rożnów podawane przez Dyspozycję Mocy w Katowicach
- 1947–1948** – dostosowanie czterech transformatorów blokowych 150/6,3kV na napięcie 110/6,3kV
- 1954** – badania i próby oraz zwiększenie mocy poszczególnych turbozespołów z 12,5 MW na 14 MW
– udział El. Rożnów w rozruchu i uruchomieniu El. Czchów
- 1956–1957** – automatyzacja czterech turbozespołów El. Rożnów, szczególnie regulatorów obrotów
- 1968–1971** – przezwyciężenie czterech generatorów El. Rożnów
- 1980** – modernizacja pianowego stałego urządzenia gaśniczego oraz remont stałego urządzenia gaśniczego CO₂
- 1982–1993** – etapowa modernizacja rozdzielni 110kV
- 1987** – uruchomienie Automatycznej Regulacji Częstotliwości Mocy
- 1988** – uruchomienie Automatycznego Systemu Technicznej Kontroli Zapór
- 1996–2000** – kompleksowa modernizacja El. Rożnów w zakresie mechanicznym, elektrycznym, automatyki i sterowania turbozespołów oraz wymiana rozdzielni 0,4kV, 6kV i prądu stałego oraz napędów zasuw wlotowych z wizualizacją
- 2001** – remont nastawni
- 2002** – wykonanie systemu absorpcji pojawienia się ewentualnych cząsteczek oleju spod studni głębinowych
- 2003** – wymiana nawierzchni korony zapory, – wymiana wyłączników 110kV na rozdzielni 110kV
- 2007–2010** – wymiana napędów upustów dennych nr 1–5
- 2014** – remont płyty wypadowej spod przelewów i upustów
- 2015–2018** – remont kapitalny turbozespołów El. Rożnów z wymianą sterowników
- 2019–2022** – wymiana transformatorów blokowych 16 MVA
- 2021** – rozpoczęcie wymiany regulatorów obrotów, zabezpieczeń i wyłączników bloku.
- 2024** – Rozbudowa i modernizacja systemów zabezpieczeń technicznych (Systemy Kontroli Dostępu, Systemy Sygnalizacji Napadu i Włamania, Systemy Dozoru Wizyjnego)

Charakterystyka Zapory i Elektrowni Wodnej Rożnów:

ZAPORA

Typ: betonowa ciężka Kubatura: 450 000 m³ Długość: 550 m Wysokość: 49 m Spad max: 31 m

ELEKTROWNIA Moc zainstalowana: 50 MW (4 hydrozespoły x 12,5 MW), Moc osiągalna: 56 MW (4 hydrozespoły x 14 MW), Średnia produkcja z wielolecia: 130 mln kWh, Produkcja maksymalna: 172 mln kWh, Produkcja minimalna: 81 mln kWh,

Przepływ przez turbiny: 240 m³/s, Przepływ wody jałowej: Upusty: 1000 m³/s Przelewy: 2100 m³/s

PARAMETRY ZBIORNIKA Pojemność (1942 r.): 228,70 mln m³, Pojemność (2003 r.): 160,71 mln m³, Pojemność (2013 r.): 155,77 mln m³, Powierzchnia zalewu: 1 600 ha,

Długość zbiornika: 22 km, Długość linii brzegowej: 56 km

Najważniejszym wydarzeniem z punktu widzenia technicznego była przeprowadzona modernizacja w latach 1996-2000, której zakres obejmował inwentaryzację, projekt techniczny, dostawę oraz realizację prac z branży budowlanej, mechanicznej, elektrycznej, automatyki oraz sterowania i wizualizacji.

Terminy modernizacji poszczególnych hydrozespołów:

Hz nr 3: 27.11.1996 r. – 25.02.1998 r.

Hz nr 4: 04.03.1998 r. – 10.02.1999 r.

Hz nr 2: 17.02.1999 r. – 20.12.1999 r.

Hz nr 1: 04.01.2000 r. – 24.10.2000 r.

Szanowni Państwo,

Elektrownia Wodna w Rożnowie jest w pełni przygotowana do uczestnictwa w procesie odbudowy systemu elektroenergetycznego i świadczenia w tym zakresie usług systemowych dla PSE SA. Pierwsze pomyślne, kompleksowe próby wykonano w 2001 r., a w maju 2013 r. ponowiono próby włącznie z uruchomieniem z EW Rożnów bloku nr 3 w Elektrowni Połaniec. Obecnie Elektrownia Wodna Rożnów na mocy podpisanej umowy świadczy usługę odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Jedną z najważniejszych funkcji obiektu w Rożnowie jest ochrona terenów przed powodzią poniżej Zapory w Rożnowie i Czchowie. W tym celu od maja do września utrzymywana jest rezerwa powodziowa na zbiorniku rożnowskim w przedziale 50-80 mln m³ (w normalnych warunkach rezerwa utrzymywana jest na poziomie ok. 60 mln m³).

Od 1952 roku prowadzona jest skojarzona gospodarka wodno-energetyczna na zbiornikach wodnych Rożnów-Czchów, której celem jest:

- Wykorzystanie energetyczne spiętrzonej wody,
- Obniżenie kulminacji fal powodziowych na rzece Dunajec,
- Wyrównanie przepływów rzeki Dunajec.

Obecnie gospodarka wodna prowadzona jest na podstawie pozwolenia wodnoprawnego udzielonego przez Marszałka Województwa Małopolskiego decyzją z dnia 16.05.2016 r. Na szczególne korzystanie z wód rzeki Dunajec wraz z zatwierdzoną instrukcją gospodarki wodnej.

Największe wezbrania z ostatnich lat zaobserwowane w elektrowni Rożnów i Czchów:

Rok	Maksymalny dopływ (m ³ /s)	Maksymalny odpływ (m/s)	Redukcja dopływu (m ³ /s)	Redukcja (%)
VII 1997	2700-3080	2000-2200	800-1080	26,7-35,1
VII 2001	1640	1500	140	9,3
VII 2004	2100	1400	700	33,3
VI 2005	1575	850	725	46,0
VII 2005	760	600	160	21,1
IV 2006	800	750	50	6,3
VI 2006	1680	1200	480	28,6
VII 2006	720	700	20	2,8
VII 2008	1260	900	360	28,6
V-VI 2010	2500	2100	400	16,0
VII 2014	2100	1600	500	23,8
VII 2018	1200	900	300	25
V 2019	850	650	200	24
X 2020	860	750	110	13
VIII 2021	850	700	50	6

W czasie powodzi z czerwca 2010 r. nastąpiły podmycia linii energetycznych i liczne osunięcia mas ziemnych, co spowodowało uszkodzenie linii 110kV relacji Rożnów-Biegonice oraz Rożnów-Olszyny (Tarnów) i konieczność podjęcia pracy Elektrowni Rożnów na wyspę. Elektrownia Wodna Rożnów pracowała w dniach 6 czerwca do 9 lipca 2010 r. Na sieć wydzieloną mocą około 7-10MW, zasilając tylko linie średniego napięcia. W ten sposób zapewniała energię licznym odbiorcom na terenie części powiatów nowosądeckiego, limanowskiego, brzeskiego i tarnowskiego.

Pojemność zbiornika

Pojemność pierwotnie wynosząca – 228,70 mln m³ (1942 r.) jest znacznie ograniczona. Po wykonaniu pomiarów batymetrycznych w 2023 r. pojemność zbiornika wynosi 148,61 mln m³, w tym pojemność użytkowa 114,61 mln m³ a pojemność martwa 34 mln m³.

Szanowni Państwo,

Pragnę w kilku słowach przybliżyć działalność Naszej Spółki – załoga techniczno-ruchowa, pracownicy umysłowi, jak i brygady remontowe zawsze funkcjonowały na pełnym wewnętrznym rozrachunku gospodarczym, kolejno w różnych strukturach organizacyjnych:

1. Południowy Okręg Energetyczny
2. Zakład Energetyczny Kraków w Krakowie
3. ENION SA
4. ENION Energia Sp. z o.o.
5. TAURON Polska Energia SA
6. TAURON Ekoenergia sp. z o.o.

5 czerwca 2012 r. Nastąpiła zmiana nazwy Spółki z Zespołu Elektrowni Wodnych Rożnów spółka z o.o. na TAURON Ekoserwis spółka z o.o.

Należy podkreślić, że w przeszłości nasi pracownicy szkolili kadry dla innych elektrowni wodnych z całej Polski, uczestniczyli w odbiorach technicznych nowo budowanych obiektów hydroenergetyki polskiej, a obecnie profesjonalnie realizują zadania remontowe, serwis eksploatacyjny oraz przeprowadzają kompleksowe modernizacje hydrozespołów z zakresu branży mechanicznej, elektrycznej i automatyki.

Dodać należy, że nasi pracownicy prowadzą modernizację i remonty kapitalne nie tylko na obiektach ZEW Rożnów (Kraków), ale również w ZEW Jelenia Góra, Wrocław i Opole, co potwierdza naszą wysoką specjalizację i zaufanie. Byliśmy inicjatorami licznych modernizacji oraz zadań rozwojowych szczególnie na naszym terenie takich jak budowa farm fotowoltaicznych (w tym pływających, budowa Małej Elektrowni Wodnej Rożnów o mocy 2,4 MW wykorzystując do tego celu przepływ nienaruszalny (biologiczny) EW Rożnów oraz przywrócenie i zmodyfikowanie ważnego projektu dla bezpieczeństwa energetyki polskiej, jakim jest budowa Elektrowni Szczytowo-Pompowej Rożnów II o mocy ok. 700 MW i dolnym zbiornikiem Rożnowskim.

Panie i Panowie,

Kończąc, pragnę serdecznie podziękować wszystkim uczestnikom Konferencji Hydroenergetycznej HYDROFORUM 2025 za obecność i aktywny udział w tym wyjątkowym wydarzeniu oraz życzę wszystkim dalszych owocnych obrad inspirujących dyskusji oraz sukcesów w pracy zawodowej i życiu osobistym.

Dziękuję.

Zygmunt Paruch



Kompleksowe usługi dla hydroenergetyki:

- ▶ konsulting
- ▶ projektowanie
- ▶ generalna realizacja inwestycji



ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA

www.energoprojekt.pl

Zbiornik Górny Elektrowni Szczytowo-Pompowej Porąbka-Żar – po modernizacji

Sesja I

Energetyka szczytowo-pompowa

Session I

Pumped storage hydropower projects

- 1.2. Michał Kubecki:
Trendy projektowe i technologiczne w energetyce szczytowo-pompowej
- 1.3. Juliusz Kirejczyk:
Uwarunkowania ekonomiczno-prawne rozwoju małych elektrowni wodnych w Polsce
- 1.4. Yurii Landau, Viktor Ryzhyi:
Peculiarities of the operation of PSPs on the run-of-the-river reservoirs
- 1.5. Agata Obrębska
Proces inwestycyjny budowy elektrowni szczytowo-pompowej w Polsce

Trendy projektowe i technologiczne w energetyce szczytowo-pompowej

Michał Kubecki

Instytut OZE Sp. z o. o., Kielce
e-mail: michal.kubecki@ioze.pl

Wstęp

W obliczu globalnej transformacji energetycznej, ukierunkowanej na osiągnięcie celów klimatycznych i zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, energetyka szczytowo-pompowa (ESP) wyłania się jako kluczowa technologia wspierająca stabilność i elastyczność systemów elektroenergetycznych. Analiza doświadczeń z ostatnich lat, prezentowana podczas tegorocznego *International Forum on Pumped Storage Hydropower* w Paryżu, wskazuje na dynamiczny rozwój sektora oraz na szereg wyzwań i innowacyjnych rozwiązań, które kształtują jego przyszłość. ESP, jako dojrzała i sprawdzona technologia o dużej pojemności magazynowania i długim cyklu życia, jest postrzegana, jako fundament dla stabilnej, niskoemisyjnej energetyki przyszłości.

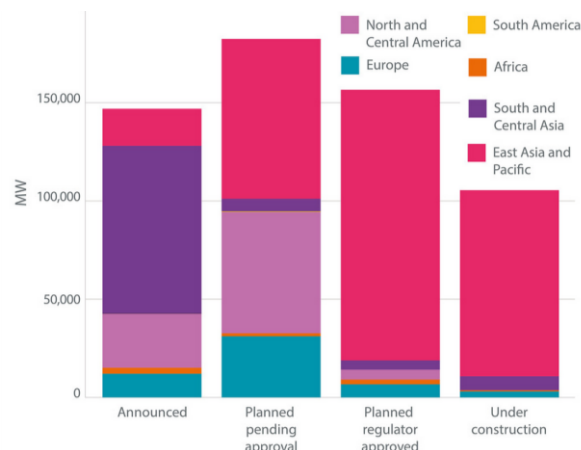
Elektrownie szczytowo-pompowe, będące najbardziej wydajną i powszechnie stosowaną formą długoterminowego magazynowania energii, odgrywają strategiczną rolę w zrównoważonym systemie energetycznym. Zapewniają one niezbędną równowagę sieci, bezpieczeństwo, elastyczność oraz opłacalność, co jest szczególnie istotne w kontekście rosnącej niestabilności generowanej przez źródła wiatrowe i słoneczne. Doświadczenia poszczególnych krajów i regionów, takich jak Francja czy Stany Zjednoczone, wyraźnie pokazują, że ESP jest komplementarnym rozwiązaniem dla energetyki jądrowej i odnawialnej, wspierając proces dekarbonizacji. Raport „*Energy Futures for France*” z 2022 r. podkreśla, że w każdym ze scenariuszy rozwoju energetyki, ESP jest uznawana za rozwiązanie nieuniknione i opłacalne. Podobnie w Ameryce Północnej, gdzie istnieją 43 obiekty ESP o łącznej mocy ponad 22 GW, technologia ta stanowi 96% magazynowania energii o długim czasie trwania*. Co więcej, dynamiczny rozwój centrów danych i transportu elektrycznego generuje rosnące zapotrzebowanie na elastyczne zasoby magazynowania, co stawia ESP w centrum uwagi.

Innowacje technologiczne i projektowe

Sektor energetyki szczytowo-pompowej stoi w obliczu konieczności innowacji, które obejmują nie tylko technologię, ale również modele biznesowe i procesy realizacji projektów. Jednym z kluczowych trendów są modernizacje i remonty istniejących instalacji. Wiele obiektów ESP, mających dziesiątki lat, wymaga rewitalizacji, co stanowi znaczącą szansę dla branży.

Przykładem jest Szkocja, gdzie modernizacja kanałów wodnych ma na celu zwiększenie efektywności i stabilności dostaw. W kwestii nowych projektów, na uwagę zasługują innowacyjne podejścia, takie jak przekształcanie starych kopalń węgla w obiekty ESP. Projekt Lewis Ridge w Kentucky, USA, jest przykładem, jak można połączyć korzyści środowiskowe z ekonomicznymi, wykorzystując istniejącą infrastrukturę i minimalizując wpływ na środowisko.

Innym ważnym kierunkiem jest rozwój rozwiązań technologicznych pozwalających na szybszą realizację projektów. Przykładem jest projekt Green Coast w Indiach, gdzie czas od podpisania umowy do uruchomienia obiektu wyniósł zaledwie dwa lata. Takie podejście, oparte na ścisłej współpracy między partnerami projektu i wczesnym zaangażowaniu klienta, pozwala na znaczące skrócenie czasu realizacji i zmniejszenie ryzyka. W tym kontekście coraz większego znaczenia nabiera cyfryzacja i wykorzystanie sztucznej inteligencji (AI) do optymalizacji projektowania i eksploatacji. Wzrost skomunikowania systemów niesie jednak ze sobą nowe wyzwania w zakresie cyberbezpieczeństwa, które stają się realnym, a nie tylko przyszłym, ryzykiem.



Ryc. Rozwój projektów ESP na świecie
– podsumowanie *World Hydropower Outlook 2025*, IHA

Wyzwania i bariery rozwoju

Mimo ogromnego potencjału ESP, sektor napotyka szereg barier, które spowalniają jego rozwój. Najważniejsze z nich to:

- bariery regulacyjne i administracyjne: długie i skomplikowane procesy wydawania pozwoleń, trwające np. w USA do sześciu lat, są główną przyczyną opóźnień i rezygnacji z projektów. Ekspert apelują o szybsze działania legislacyjne oraz uproszczenie procedur

administracyjnych na poziomie krajowym i unijnym, aby nie utracić „złotej dekady” dla hydroenergetyki;

- wyzwania rynkowe i finansowe: wysokie koszty początkowe inwestycji i długi czas ich realizacji stanowią istotną barierę dla inwestorów. W zdecentralizowanych rynkach brak jest odpowiednich mechanizmów wspierających finansowanie i zachęcających do inwestycji w magazynowanie energii o dużej skali. Konieczne jest tworzenie innowacyjnych modeli finansowania i mechanizmów rynkowych, które uwzględniają systemowe korzyści płynące z ESP. Europejski Bank Inwestycyjny aktywnie wspiera projekty ESP, dostrzegając ich znaczenie dla elastyczności systemu i magazynowania energii;
- akceptacja społeczna: choć ESP ma mniejszy wpływ polityczny i środowiskowy niż inne źródła, kluczowe jest budowanie zaufania w lokalnych społecznościach. Projekty demonstracyjne, które pokazują realne korzyści dla regionu, są postrzegane jako skuteczne narzędzie do zwiększania akceptacji społecznej energetyki szczytowo-pompowej.

Kluczowa rola ESP

W dyskusjach podczas Forum paryskiego podkreślano również kluczową rolę ESP w zapewnianiu inercji synchronicznej i kontroli napięcia, które są niezbędne dla utrzymania stabilności sieci elektroenergetycznej. Jako studium przypadku posłużyła Hiszpania, gdzie niestabilność systemu i awarie zasilania w kwietniu 2025 r. były bezpośrednio powiązane z niewystarczającą inercją synchroniczną oraz niepełnym wykorzystaniem dostępnych jednostek ESP. Tylko ułamek z nich był aktywny, co znacząco obniżyło odporność systemu. To pokazuje, że nawet istnienie ESP nie wystarczy – konieczne jest ich pełne wykorzystanie i odpowiednie wynagrodzenie rynkowe, które odzwierciedla wartość, jaką wnoszą do bezpieczeństwa energetycznego.

Forum w Paryżu, jak i wiele globalnych inicjatyw, w tym powstanie Globalnego Sojuszu na rzecz Magazynowania Energii Wodnej na COP29, wpisuje się w globalne zobowiązania klimatyczne. Dekret paryski (Paris Pledge) nie jest formalnym dokumentem, ale odnosi się do historycznego Porozumienia paryskiego (Paris Agreement) z COP21, które ma na celu ograniczenie wzrostu temperatury na świecie. Rozwój ESP jest kluczowym elementem w osiągnięciu tego celu, ponieważ umożliwia integrację niestabilnych OZE, co jest niezbędne do dekarbonizacji systemów energetycznych.

Dekret paryski, wspierany przez organizacje takie jak *Hyperpower Sustainability Alliance* (HSA), ma na celu ułatwienie deweloperom projektów hydroenergetycznych wykazania ich zrównoważoności. HSA, jako organizacja non-profit, oferuje standard certyfikacji uznawany przez międzynarodowe banki i instytucje finansowe, a także wsparcie dla rozwoju projektów w różnych regionach, w tym na Bałkanach Zachodnich czy w Korei. To pokazuje, jak międzynarodowe porozumienia i struktury wspierają realizację celów klimatycznych.

W kontekście polskim należy podkreślić, że rozwój ESP jest zgodny z założeniami Krajowego planu na rzecz energii i klimatu (KPEiK). Plan ten zakłada zwiększenie

udziału OZE w polskim miksie energetycznym i rozwój infrastruktury do magazynowania energii. Chociaż w Polsce dotychczas ekspansja technologii ESP była ograniczona, Forum w Paryżu podkreśla globalny trend i potencjał dla takich inwestycji. Przykłady udanych projektów, takich jak Lewis Ridge w USA, czy szybka realizacja Green Coast w Indiach, mogą stanowić inspirację dla polskich inwestorów. Współpraca międzynarodowa, w tym z Chinami, które są liderem w rozwoju omawianej technologii, jest kluczowa dla wymiany doświadczeń i przyspieszenia rozbudowy sektora. Co więcej, podczas Forum wspomniano o wsparciu dla projektów ESP w Polsce.

Perspektywy i kierunki przyszłości

Pomimo barier, branża ESP jest na początku fali inwestycji, która ma na celu umożliwienie sukcesu transformacji energetycznej.

Z perspektywy międzynarodowej, doświadczenia Chin, będących liderem technologii ESP, stanowią cenne źródło wiedzy dla innych krajów. Współpraca międzynarodowa, w tym dzielenie się doświadczeniami i najlepszymi praktykami, jest kluczowa dla przyspieszenia rozwoju sektora. Ponadto, konieczne jest multidyscyplinarne podejście do projektowania systemów energetycznych, uwzględniające nie tylko technologię, ale także aspekty społeczne, środowiskowe i ekonomiczne.

W podsumowaniu warto wskazać, że rozwój energetyki szczytowo-pompowej będzie wymagał pragmatycznego podejścia, szerszego niż obecnie zaangażowania politycznego i współpracy wielu grup interesów. Inwestycje w modernizację istniejącej infrastruktury, uproszczenie procedur administracyjnych oraz rozwój innowacyjnych modeli finansowych i technologicznych, w tym w zakresie cyfryzacji i AI, są kluczowe dla wykorzystania pełnego potencjału ESP jako kręgosłupa przyszłego, zdekarbonizowanego systemu energetycznego.

Przywołania

Źródłem przytoczonych w tekście danych są wystąpienia konferencyjne podczas Międzynarodowego Forum Elektrowni Szczytowo-Pompowych w Paryżu, 9-10.09.2025

Autor

Michał Kubecki, mgr inżynier, w roku 2007 ukończył studia na Wydziale Mechatroniki i Budowy Maszyn o specjalności Technologie Laserowe i Plazmowe. Następnie podjął naukę na Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie - Szkoła Ochrony i Inżynierii Środowiska im. Walerego Goetla, gdzie ukończył w 2008 roku studia podyplomowe na kierunku Odnawialne Zasoby i Źródła Energii. Od 2008 do 2018 roku sprawował funkcję Członka Zarządu w Towarzystwie Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych.

Jeden z najbardziej doświadczonych inżynierów w Polsce specjalizujących się w projektowaniu, budowie i eksploatacji elektrowni wodnych, właściciel kilku obiektów MEW.

W 2009 roku Prezes Zarządu w Instytut OZE Sp. z o.o. i firmie inżynierskiej i konsultingowej oferującej kompleksowe usługi w energetyce, przemyśle i gospodarce wodnej, w tym zarządzanie pełnym procesem przygotowawczym i realizacyjnym przedsięwzięcia. Od 2012 roku jest redaktorem naczelnym kwartalnika „Energetyka Wodna”.

1.3 Dobór pompoturbin o regulowanej prędkości obrotowej

Dr inż. Juliusz Kirejczyk

Konsultant, Tampa, FL, USA

email: jkirejczyk@gmail.com

Wprowadzenie

W porównaniu z tradycyjnymi rozwiązaniami o stałej prędkości obrotowej, pompoturbiny o regulowanej prędkości umożliwiają lepsze wsparcie systemu elektroenergetycznego. Zapewniają elastyczną regulację mocy, szybkie przełączanie trybów pracy oraz wyższą sprawność w szerokim zakresie spadów. Dobór głównych wymiarów i parametrów pracy wymaga zintegrowanego podejścia, które równoważy sprawność hydrauliczną, ograniczenia mechaniczne, kompatybilność elektryczną i lokalne warunki. Artykuł przedstawia doświadczenia autora w doborze takich jednostek dla elektrowni pomowo-szczytowych.

Obecnie stosowane metody regulacji prędkości obejmują:

- Maszyny synchroniczne z przetwornicą (CFSM) – przetwornica częstotliwości znajduje się między generatorem a transformatorem.
- Maszyny indukcyjne dwustronnie zasilane (DFIM) – przetwornica zasila uzwojenie wirnika prądem przemiennym.

Referat skupia się na systemach DFIM, najczęściej stosowanych przy mocach powyżej 100 MW. Omawia główne elementy: pompoturbiny, generatory i przetwornice częstotliwości (konwertery).

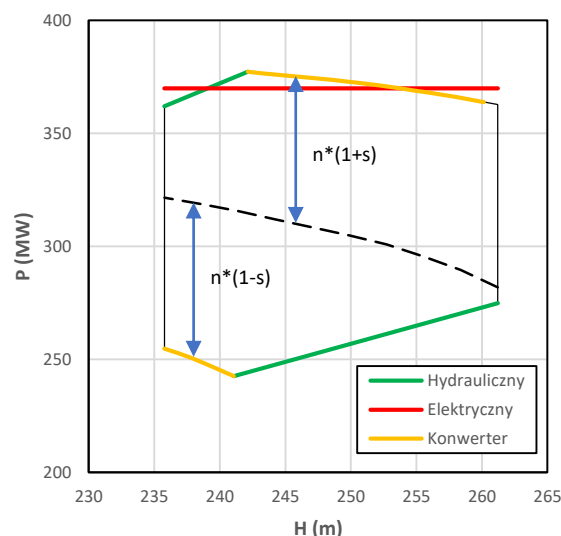
Dobór parametrów pompoturbin

Przed rozpoczęciem doboru zakładamy, że główne parametry projektowe elektrowni – moc, zakres poziomów wody w zbiornikach i ogólna koncepcja transportu wody – są już określone.

Profil pracy systemu, obejmujący czas pracy w trybie pompy i turbiny, udział w regulacji częstotliwości, rezerwę wirującą, zdolność rozruchu awaryjnego oraz przewidywaną liczbę cykli dziennych, definiuje się niezależnie od wyboru sprzętu.

Koszt urządzeń energetycznych jest jednym z kluczowych elementów budżetu inwestycji. Nie należy jednak przesadnie oszczędzać – zbyt tanie rozwiązania mogą prowadzić do problemów eksploatacyjnych i wyższych kosztów w przyszłości. Przykładem jest dobór wyróżnika szybkobieżności pompoturbin. Wyższy wyróżnik pozwala na mniejsze rozmiary i niższy początkowy koszt, ale wiąże się ze zwiększonym ryzykiem kawitacji, erozji i większych wibracji. Wybór powinien opierać się na statystykach sprawdzonych rozwiązań, a nie na niesprawdzonych propozycjach producentów.

Największą wartością jednostek o regulowanej prędkości jest możliwość regulacji mocy w trybie pompy. Przy doborze sprzętu trzeba uwzględniać ograniczenia hydrauliczne, elektryczne, jak również nałożone przez wybrany rozmiar konwertera. Rys.1 przedstawia przykładowe rozłożenie tych limitów.

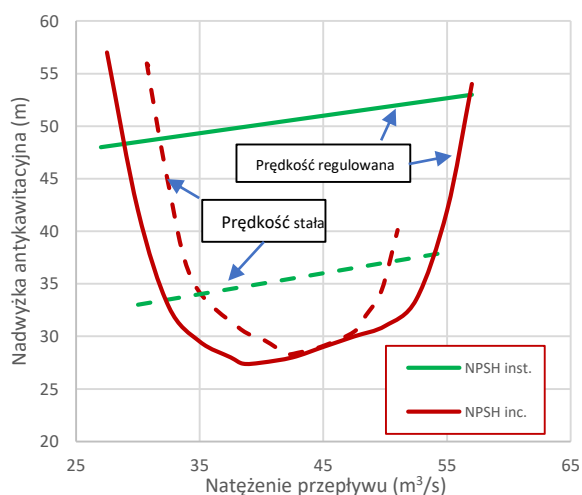


Rys. 1 Przykład limitów operacji pompowej (poślizg $s = \Delta n/n$)

Limity hydrauliczne można kontrolować przez głębokość posadowienia, wymiary maszyn oraz rozwiązania konstrukcyjne. Zakres regulacji zależy także od mocy konwertera – pożądaną cechą jest zdolność do pracy z pełnym obciążeniem w całym zakresie regulacji (np. $\pm 6\%$). Przy niższych wysokościach podnoszenia w ruchu pompowym bywa to trudniejsze do osiągnięcia i często stosuje się układy „niezrównoważone”, np. $-10\%/+4\%$.

Systemy elektroniki mocy stosowane w DFIM bazują na rozwiązaniach z transportu kolejowego, co zapewnia wysoką niezawodność także w energetyce.

Większy zakres regulacji mocy pompowej wymaga głębszego posadowienia maszyn. Wynika to z rozszerzenia charakterystyk hydraulicznych, podczas gdy wymagana nadwyżka antykawitacyjna (NPSH) zmienia się w mniejszym stopniu. Rys. 2 przedstawia przykład różnicy w tym względzie między tą samą instalacją w wersji stałej i regulowanej prędkości obrotowej.



Rys. 2 Porównanie przebiegu nadwyżki antykawitacyjnej kawitacji początkowej ($NPSH_{inc.}$) i wymaganego posadowienia ($NPSH_{inst.}$) dla stałej i regulowanej prędkości obrotowej pompoturbiny

Szczególnie wrażliwym elementem są uzwojenia wirników generatorów DFIM. Podczas rozbiegu są one narażone na duże siły odśrodkowe, co wymaga solidnego mocowania. Jednocześnie konieczne jest zapewnienie skutecznego chłodzenia, dlatego systemy mocujące nie mogą ograniczać przepływu powietrza. Większość problemów eksploatacyjnych w tego typu instalacjach dotyczyła właśnie uzwojeń wirników.

Wymagania eksploatacyjne

Eksploatacja hydrozespołów o regulowanej prędkości nie różni się znacząco od maszyn tradycyjnych. Wyjątkiem są zespoły szczotek zasilających wirnik – wymagają one trzech kolektorów, są większe i generują więcej pyłu, co wymaga kontroli.

Podsumowanie

Pompoturbiny o regulowanej prędkości są kluczowym elementem stabilizacji sieci z dużym udziałem źródeł odnawialnych. Ponad 35 lat doświadczeń pokazuje, że jest to technologia dojrzała i niezawodna.

Dobór głównych wymiarów i parametrów pracy to złożone zadanie optymalizacyjne, które wymaga:

- dokładnego modelowania hydraulicznego dla pracy pompowej i turbinowej,
- precyzyjnego dopasowania zakresu prędkości do możliwości generatora i przetwornicy,
- integracji lokalnych warunków hydraulicznych z wymaganiami systemu elektroenergetycznego.

Ostateczny projekt powinien stanowić równowagę między sprawnością, elastycznością, wytrzymałością mechaniczną a kompatybilnością elektryczną, zapewniając długotrwałą i niezawodną pracę w dynamicznie rozwijającym się systemie energetycznym.

Autor

Juliusz Kirejczyk, dr inż., ukończył Politechnikę Gdańską. Karierę zawodową rozpoczął w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku, gdzie w 1981 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Przez 28 lat pracował w wiodących firmach zajmujących się produkcją turbin wodnych i pompoturbiny. Obecnie działa, jako niezależny konsultant, współpracując z czołowymi przedsiębiorstwami sektora energetyki wodnej. Jego dorobek obejmuje m.in. studia wykonalności projektów elektrowni pompowo-szczytowych, wyposażonych w pompoturbiny o regulowanej prędkości obrotowej, przygotowywanie specyfikacji przetargowych oraz nadzór nad realizacją takich projektów od strony technicznej.

1.4 Peculiarities of the operation of PSPs on the run-of-the-river reservoirs

Yurii Landau

Chief Advisor, Doctor of Technical Sciences

UKRHYDROPROJECT PRJSC
9 Nauky Avenue, Kharkiv, 61165, Ukraine
e-mail: water@uhp.kharkov.ua

Viktor Ryzhyi

Chief Design Engineer

UKRHYDROPROJECT PRJSC
9 Nauky Avenue, Kharkiv, 61165, Ukraine
e-mail: ryzhyi@ukr.net

General

After the war, there is a historic chance to create a renewed Ukraine with the financial and technological support of the USA, EU countries, and other. to achieve an innovative breakthrough, creating an economy at the comparable to that of economically developed countries and an efficient, high-level, and secure electric power industry.

Based on the new realities, the creation of a renewed electric power industry of Ukraine is expected to:

- a radical change in the structure of generating capacities in the electric power industry, where nuclear power remains the basis of the power system, covering the basic part of the load schedule, and distributed generation from renewable energy sources, primarily from SPPs and WPPs, accounts for most of the electricity production.
- regulation of the power system primarily at the expense of hydropower with a rapid increase in the capacity of PSPs.
- evolution of centralized power systems with a transition to decentralized distributed generation - more flexible and safer.

The priority development of distributed generation, including the use of complex hybrid power plants consisting of various combinations of technologically connected wind power plants, solar power plants, hydro-power plants, PSPs, industrial batteries, etc., operating on local networks and integrated with the United Energy System of Ukraine (UES), will also provide significant advantages in the operation of the United Energy System of Ukraine, and most importantly, increasing its stability and survivability in critical situations (military actions), and generally increasing energy security.

In the new conditions with the priority development of distributed generation based on the rapid growth of wind power and solar power plants with unstable electricity production, the problem of its balancing becomes key. Based on world experience, a pumped-storage power plant is the most effective and widespread technology (about 90% of all global regulating capacities), which has significant advantages over industrial batteries and others.

Therefore, in countries with favorable natural conditions, first, they build PSPs. Such construction is underway in European countries, China, Australia, etc. For example, China, having about 46 million kW of PSP capacities in 2022, is building 40 million kW and plans to reach 120 million kW in 2030; Australia, having about 2 million kW of PSP capacities, is building 7.5 million kW, and plans another 4 million kW.

In Ukraine, PSP capacities are approximately 2 million kW, and after the completion of the Dniester PSP, they are expected to increase by 0.97 million kW.

According to the preliminary studies carried out by UKRHYDROPROJECT PRJSC in Ukraine, especially in the Carpathian region, there are sites for promising efficient PSPs with a total capacity of about 18 million kW, both small that work together with SPP and WPP in conditions of distributed generation on local networks, and large that work as part of the UES, as well as new schemes of PSPs using spent stone quarries for reservoirs, etc.

Schemes of PSPs

Based on the conditions for the location of the PSP, three schemes can be distinguished:

1. **The most common scheme of PSPs**, with the placement of the upper reservoir on a high plateau and on the river by a hydro development with HPP with the creation of a lower reservoir. The heads at such pumped-storage power plants can be more than 100.0 m, but the operation is limited by the volume of the reservoir. These pumped-storage power plants can provide operation in generator mode continuously for approximately 6 hours, in pumping mode - 7 hours using the balancing of the daily load schedule with the number of transient modes per day up to 20, in conditions of unstable operation of wind power plants and solar power plants.
2. **PSPs on the run-of-the-river reservoirs**, which can be created on existing hydro developments (the Dniester and Dnipro HPP cascades) with small heads up to 50.0 m with unlimited volumes of both the lower and upper reservoirs of the PSP and can operate for 12.0 hours in both pumping and turbine modes, and in general, greater flexibility and favorable operating conditions of the power system are achieved;

3. PSPs using spent stone quarries for reservoirs, etc. reservoirs, which reduces the construction time of such PSPs. They can be located in the South-Eastern and Central regions of Ukraine with heads of 50.0 m and more.

PSPs on the run-of-the-river reservoirs

UKRHYDROPROJECT PRJSC has completed preliminary work on the placement of PSPs as part of the Kremenchuk and Dnipro hydro developments following scheme 2.

It should be noted that with the upper and lower reservoirs with a large usable capacity, long-term continuous operation of PSPs in a daily schedule is possible.

1. The Kremenchuk PSP is located in the body of the left-bank dam of the Kremenchuk HPP with a capacity of 700.4 MW. The main requirement for the creation of a PSP is to ensure the safety of the hydro development, the main structures of which belong to the CC3 consequence (liability) class, and the uninterrupted operation of the HPP during the construction of the PSP. When placing the PSP structures on the left-bank dam section, which is part of the pressure front of the hydro development, and performing construction and installation works under the protection of an upper cofferdam, this cofferdam practically becomes a dam - part of the pressure front of the hydro development. Based on its high responsibility, an upper cofferdam also belongs to the structures of the class of consequences (liability) CC3.

The Kremenchuk PSP structures include:

- upper reservoir, which is used as the Kremenchuk reservoir;
- inlet channel;
- PSP building with 20 reversible horizontal hydro units (Figure 2);
- outlet channel;
- lower reservoir, which is used as the Kamianske reservoir.

With a total capacity of 500 MW in generator mode, 590 MW in pumping mode and a small capacity of units of 25 MW, in pumping mode - 29.5 MW, the PSP can provide the necessary flexibility and favorable operating conditions for balancing in the United Energy System of Ukraine, as well as in the power plant when increasing the capacity of solar power plants and wind power plants.

The calculated gross head of the PSP in turbine mode is 15.0 m, in pumping mode - 16.5 m.

The PSP building and parts of the channels are located on rock.

The layout of the Kremenchuk PSP structures is shown in Figure 1.



Fig.1 Layout of Kremenchuk PSP structures

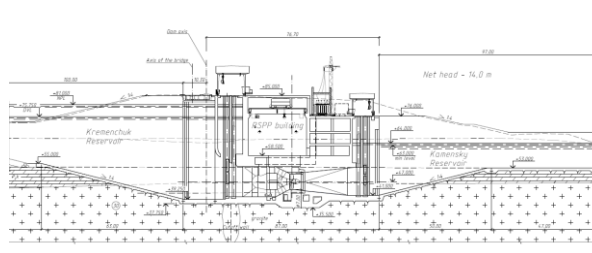


Fig.2 Cross section

The annual production of electricity is 1.32 billion kWh, the annual cost of electricity for pumping is 1.76 billion kWh.

2. Construction of a PSP in the old three-chamber decommissioned lock of the Dnipro HPP.



Fig.3 The Dnipro hydro development

Today, the old lock has not been used for almost thirty years, its structures are aging and collapsing. In connection with the above, a proposal has been made to use the lock to accommodate a small PSP. The structures of the PSP are located in the second and third chambers of the lock, while the first chamber is used as an inlet channel.

In accordance with previous developments, in the lock is considered to accommodate a PSP with 2 reversible hydro units with an installed capacity of 90 MW, with a head of 33.8 m. PSP can operate without restrictions in both turbine and pumping modes, which will allow increasing electricity production by about 180 million kWh.

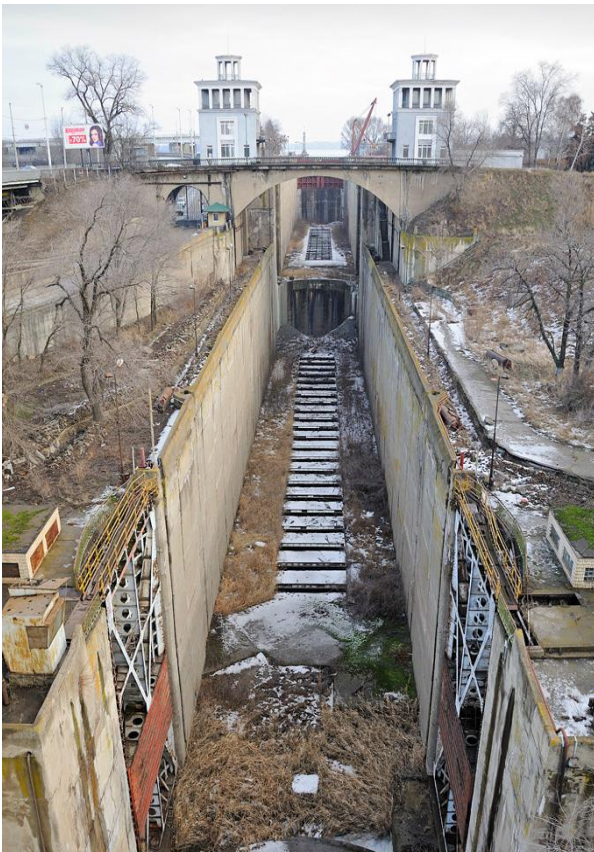


Fig.4 View of the existing three-chamber lock of the Dnipro HPP

Due to the use of existing lock structures, the construction of a PSP can be carried out with minimal work, in a short time, and with high economic efficiency.

Final remarks

The considered PSPs on the run-of-the-river reservoirs in a complex with HPPs, SPPs and WPPs, producing "green" electricity, provide reliable electricity supply, also in emergency situations in the United Energy System of Ukraine and under martial law, and generally increase energy security. At the same time, an increase in the level of efficiency of electricity use is achieved at all stages: generation, transportation and consumption.

Minimal impact on the environment and improvement of environmental conditions in general is achieved due to:

- use of existing reservoirs, which does not require the allocation of land for reservoirs and structures, and implementation of a set of environmental protection measures.
- provision of balancing of PSPs, wind power plants and SPPs with the production of "green" electricity, instead of production at TPPs with a reduction in coal combustion, CO₂ emissions and other pollutants, and in general a reduction in the man-made load on the environment.

References

1. Energy Strategy of Ukraine for the period until 2050. Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated April 21, 2023.

Authors

Yurii Landau, Prominent Scientist, Doctor of Technical Sciences, member of the Academy of Construction, Chief Advisor of UKRHYDROPROJECT PRJSC. Graduated in Hydro Engineering from the Institute of Water Industry Engineering, Kyiv, Ukraine in 1961. Managed design of large hydro power projects in Ukraine, Vietnam, Ethiopia, Laos, China, etc. He is the author of more than 100 patents for inventions in hydro power engineering, and more than 70 research publications, including two monographs on concrete dams, hydro power engineering, and environment and is a member of the ICOLD's Concrete Dams Committee.

Viktor Ryzhyi, Chief Design Engineer at UKRHYDROPROJECT PRJSC. Graduated from National University of Water Management and Natural Resources Use in 2003 with a degree of Hydraulic Engineer. He took part in a designing process for wide variety of hydro schemes in Ukraine and abroad. Since 2014 he has been also a postgraduate student of the department of hydraulic structures of the National University of Water Management and Nature Resources Use, Rivne. He has been developing main principles of reservoir banks protection based on calculations for the stability of slopes.

1.5 Proces inwestycyjny budowy elektrowni szczytowo-pompowej w Polsce

Agata Obrębska

ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA

e-mail: aobrebska@energoprojekt.pl

Ustawa z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących (Dz.U. z 2025r., poz. 264), dalej „specustawa ESP”; która została opublikowana 15 czerwca, ma usprawnić przygotowanie, realizację i rozbudowę inwestycji dotyczących elektrowni szczytowo-pompowych. Elektrownie te będą pełnić rolę magazynów energii elektrycznej. Magazynowanie energii stanowi kluczowy warunek transformacji energetycznej. Ponadto, magazyny energii elektrycznej mają szczególne znaczenie w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i konieczności szybkiego dostarczenia mocy do systemów energetycznych.

Decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej

Specustawa ESP przewiduje, że:

- Inwestycja dotycząca elektrowni szczytowo-pompowej będzie inwestycją celu publicznego. Rozwiązanie to zapewni szybszą ich realizację, a tym samym poprawę bezpieczeństwa energetycznego, poprzez istotne zwiększenie możliwości magazynowania energii elektrycznej w polskim systemie elektroenergetycznym. Ocenia się, że w Polsce mogłoby powstać co najmniej sześć elektrowni szczytowo-pompowych. Jedną z pierwszych może być inwestycja w Młotach, w gminie Bystrzyca Kłodzka.
- Decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji dotyczącej elektrowni szczytowo-pompowej będzie wydawał wojewoda w ciągu miesiąca od złożenia wniosku przez inwestora.
- Wniosek będzie zawierał szczegółowe informacje i dane, a także będą do niego załączone opinie, m.in. związane z określeniem granic terenu objętego wnioskiem.
- Ostateczna decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji dotyczącej elektrowni szczytowo-pompowej stanie się podstawą do dokonywania wpisów w księdze wieczystej i w ewidencji gruntów i budynków.

Procedury administracyjne

Dodatkowo Specustawa ESP wprowadza szereg usprawnień procesu administracyjnego:

Do usuwania drzew i krzewów znajdujących się na nieruchomościach objętych decyzją o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody w zakresie obowiązku uzyskania zezwolenia na ich usunięcie, z wyjątkiem drzew i krzewów usuwanych z nieruchomości wpisanej do rejestru zabytków oraz objętych formą ochrony przyrody, o której mowa w art. 6 ust. 1 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody.

Pozwolenie wodnoprawne w odniesieniu do inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej wydaje właściwy organ Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie albo minister właściwy do spraw gospodarki wodnej w terminie nie dłuższym niż 90 dni od dnia złożenia wniosku o jej wydanie. W przypadku niewydania pozwolenia wodnoprawnego w terminie, o którym mowa w ust. 1, minister właściwy do spraw gospodarki wodnej wymierza Państwowemu Gospodarstwu Wodnemu Wody Polskie, w drodze postanowienia, na które przysługuje zażalenie, karę pieniężną w wysokości 2000 zł za każdy dzień zwłoki. Wpływy z tytułu kar pieniężnych stanowią dochód budżetu państwa. Karę pieniężną uiszcza się w terminie 14 dni od dnia, w którym postanowienie o jej wymierzeniu stało się ostateczne. W przypadku nieuiszczenia kary pieniężnej podlega ona ściągnięciu w trybie przepisów o postępowaniu egzekucyjnym w administracji

Wszystkie decyzje administracyjne, o których mowa w ustawie, podlegają natychmiastowemu wykonaniu będzie uzależnione od liczby otrzymanych zgłoszeń.

Przepisy specustawy ESP mają zastosowanie także do inwestycji towarzyszących.

Inwestycję towarzyszącą określa się w:

- decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej;
- decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji towarzyszącej.[1]

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach to bardzo istotny element procesu inwestycyjnego. Jest to wstępna zgoda na inwestycję w postaci decyzji właściwego organu określająca warunki i wymogi dotyczące realizacji przedsięwzięcia i jego wpływu na środowisko. Cel wydania tej decyzji to określenie środowiskowych uwarunkowań, których spełnienie jest obligatoryjne do zrealizowania inwestycji. Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo - pompowej następuje zgodnie z przepisami ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U z 2024r., poz. 1112), dalej „Ustawa ooś”, z uwzględnieniem przepisów Specustawy ESP.

Termin wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla elektrowni szczytowo- pompowej wynosi 90 dni od dnia złożenia wniosku o jej wydanie. Termin rozpatrzenia przez organ wyższego stopnia odwołania od decyzji, o której mowa w ust. 1, wynosi 90 dni od dnia otrzymania odwołania.

Ustawa ooś wprowadza pojęcie „inwestycji strategicznej”. W art. 59a ust. 4 ustawy ooś zawarto zamknięty katalog inwestycji, określonych przez prawodawcę mianem inwestycji strategicznych. W tej kategorii inwestycji ustawodawca wymienia m. in. inwestycje w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej realizowanej na podstawie Specustawy ESP.

Dla inwestycji strategicznych wymienionych w przywołanym wyżej art. 59a ust. 4 ustawy ooś. przeprowadzana jest ocena oddziaływania na środowisko ich realizacji i wydawana jest decyzja środowiskowa. Jednakże w oparciu o art. 80 ust. 2a ustawy ooś organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przy ustalaniu zgodności lokalizacji przedsięwzięcia z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku, gdy przedsięwzięcie jest realizowane na obszarze morskim - z ustaleniami planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej, jeżeli plany te zostały odpowiednio uchwalone albo przyjęte nie jest nimi związany.

Z analizy treści ustawy wynika, iż można wyodrębnić drugą kategorię inwestycji strategicznych. W odniesieniu do tej kategorii inwestycji strategicznej ustawodawca przewidział uproszczoną procedurę ustalenia środowiskowych uwarunkowań ich realizacji przewidzianą przepisami Działu Va. Nie mają zastosowania w odniesieniu do tego rodzaju inwestycji przepisy działów III i V ustawy ooś. Dział III ustawy ooś reguluje udział społeczeństwa w ochronie środowiska, natomiast Dział V dotyczy ocen oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz na obszar Natura 2000. Zatem inwestycje strategiczne, dla których nie przeprowadza się oceny oddziaływania na środowisko, odpowiednio na obszar Natura 2000 i jest wydawana decyzja środowiskowa, a

podlegają odrębnej procedurze ustalania środowiskowych uwarunkowań ich realizacji, łącznie winne spełnić następujące przesłanki:

- muszą wystąpić indywidualne okoliczności uzasadniające podjęcie natychmiastowych działań w celu realizacji tej inwestycji;
- realizacja inwestycji nie może powodować znaczącego transgranicznego oddziaływania na środowisko;
- realizacja inwestycji nie spowoduje negatywnego wpływu na możliwość osiągnięcia celów środowiskowych, o których mowa w art. 56, art. 57, art. 59 oraz art. 61 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne,
- w przypadku inwestycji strategicznej mogącej potencjalnie znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000 nie istnieją rozwiązania alternatywne dla realizacji tej inwestycji.[2].

Przywołania

1. Ustawa z dnia 14 kwietnia 2023r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących (Dz.U. z 2025r., poz. 264);
2. Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024r., poz. 1112)

Autor

Agata Obrębska, mgr inż. ukończyła studia prawnicze na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Kardynała Stefana Wyszyńskiego w Warszawie oraz inżynierię środowiska na Wydziale Budownictwa i Inżynierii Środowiska SGGW w Warszawie. Pracowała w Państwowym Gospodarstwie Wodnym Wody Polskie oraz Ministerstwie Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej. Aktualnie Dyrektor ds. Kluczowych Klientów w Energoprojekt- Warszawa SA.

Sesja II

**Energetyka wodna dla regulacji i bezpieczeństwa krajowego
systemu elektroenergetycznego w warunkach transformacji energetycznej**

Session II

**Hydropower sector for the national electrical power system regulation
and safety under the energy transformation conditions**

2.1 Energetyka wodna dla regulacji i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego w warunkach transformacji energetycznej Koncepcja Debaty I

Celem debaty będzie określenie w jaki sposób energetyka wodna może i powinna wspierać transformację energetyczną Polski i innych krajów naszego regionu, a także jakie działania są niezbędne dla urzeczywistnienia tych zamierzeń.

Punktem wyjścia do dyskusji powinno być określenie tych systemowych usług regulacyjnych i interwencyjnych, w których zaspokojeniu może/powinna uczestniczyć energetyka wodna. Jest pożądane by w sprawie tej wypowiedział się przede wszystkim operator sieci przesyłowej (w Polsce: PSE), ale także przedstawiciele korporacji, w skład których wchodzi spółki zarządzające siecią dystrybucyjną (OSD).

W dalszym ciągu przewiduje się próbę oceny konkurencyjności energetyki wodnej, a zwłaszcza elektrowni szczytowo-pompowych, oraz dyskusję na temat optymalnych rozwiązań technicznych.

Ostatecznie proponujemy podzielić obrady na niżej wymienione bloki.

1. Zapotrzebowanie na usługi regulacyjne (w tym magazynowe) i interwencyjne (np. odbudowa sieci po jej rozpadzie, black-start) w warunkach postępującej penetracji krajowej sieci elektroenergetycznej przez źródła niestabilne.
2. Możliwości zaspokojenia potrzeb systemu elektroenergetycznego w zakresie usług regulacyjnych i interwencyjnych przez energetykę wodną i technologie alternatywne (zwłaszcza bateryjne). Próba analizy porównawczej technologii hydroenergetycznych i niekonwencjonalnych technologii magazynowych (głównie bateryjnych)
3. Rozwiązania prawne i ekonomiczne (rynkowe) służące właściwemu funkcjonowaniu i bezpieczeństwu sieci elektroenergetycznej w warunkach dokonującej się transformacji – próba oceny
4. Możliwości wzrostu potencjału regulacyjnego i magazynowego poprzez modernizację istniejących obiektów (np. rozbudowa zbiornika górnego w EW Żarnowiec, wyposażenie niektórych elektrowni zbiornikowych w człony pompowe)
5. Nowe inwestycje w energetyce wodnej dla potrzeb usług regulacyjnych i interwencyjnych w świetle polityki państwa i wynikającej z niej uwarunkowań,
6. Trendy rozwojowe i preferowane rozwiązania technologiczne planowanych elektrowni szczytowo-pompowych

2.1 Hydropower sector for the national electrical power system regulation and safety under the energy transformation conditions. Debate II concept

The purpose of this debate will be to define how the hydropower sector can and should support energy transformation in Poland and other countries of our region and what activities are needed to convert these desires into reality.

The outcome point for the discussion should be defining these ancillary regulatory and intervening services which can/should be fulfilled in major extent by the hydropower sector. It would be advantageous to hear the opinion of the Transmission System Operator (in Poland PSE, Polish Transmission Grids), but also representatives of electric power corporation responsible for the local distribution systems (DSO).

In the further part of the debate an attempt will be made to assess competitiveness of the hydropower sector, and especially the pumped-storage hydropower, and to discuss the optimum technical solutions.

Eventually there is a plan to divide the debate into several blocks:

1. Current demand for ancillary services including regulatory (e.g. compensating grid parameter fluctuations, large scale energy stage etc). and intervention (e.g. black-start) ones in the national grid, increasingly penetrated by unstable electricity sources.
2. Hydropower capability to cover the electric power system needs in the field of regulatory and intervention ancillary services by hydropower and alternative technologies (especially battery ones). An attempt to compare the hydropower and alternative energy storage technologies.
3. The legal and economic (mainly market) solutions aimed at proper functioning and safety of the power of the power grid under conditions of progressing energy transformation – an assessment attempt.
4. The possibilities to increase the regulatory and storage potential by upgrading the existing installations (e.g. extension of Żarnowiec PSPP and furnishing some storage power plants with storage pumps).
5. New investments in hydropower for the regulatory and intervention services in view of state policy and resulting constraints
6. Development trends and preferred technological solutions of planned pumped storage power plants

Sesja III

Cyfryzacja pracy elektrowni wodnych i analizy rynkowe

Session III

Hydropower digitalisation and market analyses

- 3.2. Daniel Chowanski, Zoia Shavlovich, Jorge Fonseca:
Stress decreasing at water turbine in AGC

3.2 Stress decreasing at water turbine in AGC

Daniel Chowanski, Zoia Shavlovich

Emerson Power and Water Solutions, Warsaw
e-mail: daniel.chowanski@emerson.com,
zoia.shavlovich@emerson.com

Jorge Fonseca

Emerson Power and Water Solutions, San José
e-mail: jorge.fonseca@emerson.com

1. Introduction

Changes in power generation requirements for standardized primary, secondary and tertiary frequency control have resulted in the vast majority of installed water turbines being forced to operate under conditions of increased non-design loads. Outdated analog governors have been replaced by digital ones, the purpose of which is to improve primary frequency control quality in order to maintain the frequency in the required range.

Modern HPPs must participate in automatic generation control (AGC) and primary frequency control (PFC), which requires flexible operating modes. As a result, the main criterion for decision-making in terms of control systems is compliance with regulatory standards. European Union (including Poland) follows EN 50549, while other countries have similar national requirements, such as Argentina's CAMMESA PT9 directive, for example.

However, compliance with the requirements of these standards leads to the problem of increasing the load cycles on the moving mechanisms of the runner blade and wicket gate.

Therefore, along with the tasks of frequency regulation, there is a task of reducing stress on the runner blades' and wicket gate's regulation mechanisms.

2. Stress distribution in Kaplan turbines

For water turbines, which participate in PFC; according to the publication [1]: the largest stresses in the regulating mechanism occur in the runner links and the connecting pins in the runner. In the wicket gate the largest stresses are in the connecting pin between the servomotor and the operating ring. However, since the stress amplitude is small, fatigue for these nodes is not considered.

3. Stress decreasing at Kaplan Turbines

The two main directions of reducing loads today are turbine hybridization and programming methods for optimizing runner control.

Hybridization of water turbines is based on installing a battery in parallel with the Unit which oversees infecting or subtracting power from the grid to provide LFC. In that way, the Unit must regulate less power since the battery is doing this task [2].

Automation companies develop optimized algorithms in control systems to minimize this problem.

Voith proposed [3] to use two digital filters in the governor: the first non-linear filter provides smooth transitions between higher and lower output frequency; the second filter quantizes of runner blade setpoint. Although the turbine is no longer running at optimal efficiency, suitable parameters can still be defined to ensure the efficiency loss is minimal. This also allows meeting the frequency requirements by increasing the load on the guide vane.

Emerson uses following program methods for reducing loads on the runner blade: algorithm "Stabilizer" with adjustable deadband; Low-Pass filter; algorithm "Balancing".

4. Case Study of the Emerson Algorithms

4.1. Algorithm "Stabilizer"

The purpose of this feature is to limit the runner blade's adjustment due to the ON-CAM correlation curve when the wicket gate changes its position. This means that for the runner blade to move, its reference, which comes from the correlation curve, must exceed a tunable deadband value.

Deadband is one of the key parameters of the algorithm.

Different deadband values for runner blade control were tested on a Kaplan turbine with rated power 135 MW, as shown in Figure 1.

To measure the fatigue load of the runner blade, differential pressure transmitters were installed on the servomotor lines. The relation between load and pressure is proportional.

The rainflow count histogram was created by recording the number of cycles (wave direction changes) and their magnitudes in the differential pressure curves for all tests.

Initial conditions of the testing:

for all Units: Power mode with frequency correction; Net head in manual mode $H = 24$ m; Power reference $P = 120$ MW; Low-Pass filter OFF

Unit 2: RB Dead Band = 0.0° (0%)

Unit 1: RB Dead Band = 0.3° (around 1%)

Unit 6: RB Dead Band = 0.6° (around 2%)

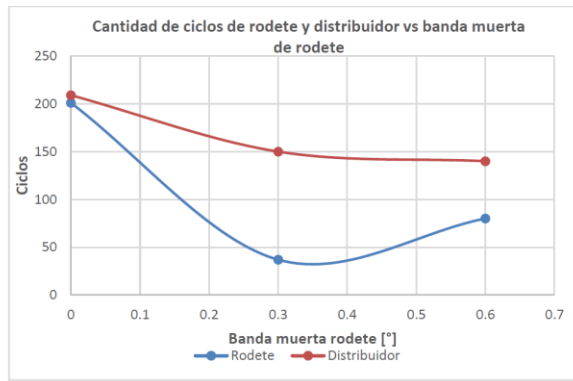


Fig.1 Number of runner blade and wicket gate cycles vs. runner blade deadband

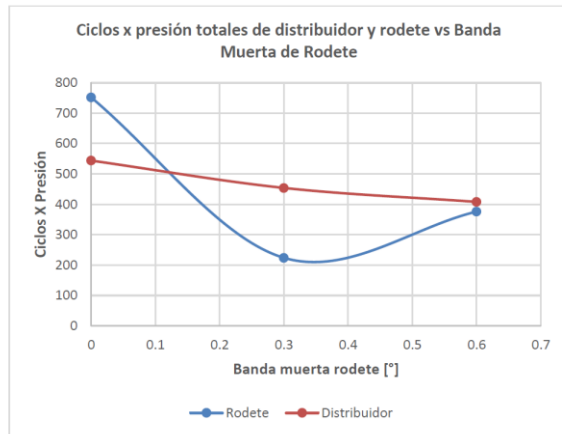


Fig.2 Total pressure cycles of wicket gate and runner blade vs. runner blade deadband

The curves in Figure 2 show the sum of the product of the number of cycles and the highest-pressure value for each range, representing total load applied during the measurement time.

The best result for the tested type of turbine were obtained when the deadband value was between 0.32° and 0.36° . For this type of turbine, 0.32° corresponds to 1% of the stroke, which gives results very similar to the IEEE-125 recommendation (1%).

The main conclusion of the implementation algorithm “Stabilizer”: the runner blade moves less frequently; the wicket gate is responsible for frequency control; the wicket gate moves more frequently but under lower loads and pressure amplitudes; the frequency control requirements are met with minimal stress on the water turbine.

4.2. Low-Pass filter

This method introduces a low-pass filter of the runner blade reference setpoint. It slows down the movement of the runner blade when the error between the reference and the actual position is below a configurable limit.

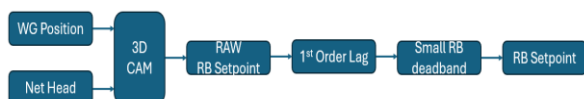


Fig.3 Typical structure of the low-pass filter

The effective use of the low-pass filter depends on the Unit’s dynamic.

In several projects, the low-pass filter’s function is disabled and only the “Stabilizer” algorithm is running, due to the low dynamics of the runner blade for movement along the ON-CAM curve and achieving maximum efficiency, considering the recommendations of the IEEE-125 standard for the dead zone of the runner blade.

4.3. Algorithm “Balancing”

The purpose of this function is to force main distribution valve of the runner blade’s servomotor to central (balanced) position. This helps to minimize pressure drops on the servomotors in stationary or near-stationary modes of operation of the hydraulic unit, including when the turbine is stopped.

During AGC/PFC/LFC control servomotor performs number of strokes, increasing the risk of increased internal leaks. The “Balancing” algorithm reduces number of cycles performed by the servomotor.

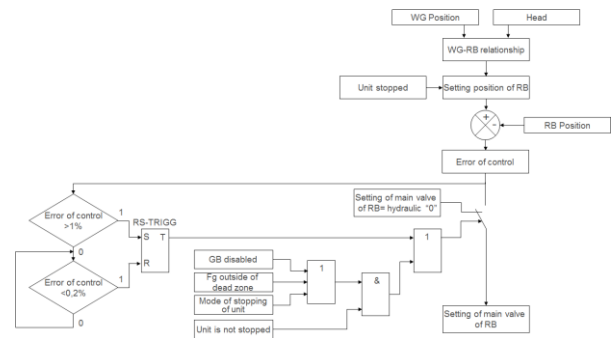


Fig.4 Structure of the algorithm “Balancing”

5. Stress comparison of two Units with parameters of the analog and digital governors

5.1. Study object

An analysis and comparison study were carried out between two Kaplan Units by Emerson team, analyzing the oscillations and stresses caused in the wicket gate and runner blade.

5.2. Practical goals

The goal was to determine whether the new regulator imposes greater or lesser demands on the turbine’s regulation equipment, compared to the old analog governor.

5.3. Methodology

To determine loads, a rainflow methodology was used, using differential pressure data from the servomotors. Four 60-minute tests were carried out on two Units working with the same grid frequency disturbance (at WG opening 58%, 61%, 70%; 74.5%). One Unit was in the current power control mode with PFC active, and the other Unit was in opening control adjusted with the parameters such as emulating the old regulator, also with PFC active. Tests were carried out at 3 power levels as was done during footprint tests of the old regulator. For

each power level, previously in the turbine with opening control, the control logic was adjusted to find the settling time obtained in the mentioned study with the old regulator.

5.4. Footprint tests of the old governor

Special footprint tests were obtained before the governor retrofit of the Kaplan turbine to record behavior of the Unit and old governor.

Pressure and positions transmitters were installed to record parameters; high resolution record equipment was used for data collecting and trending.

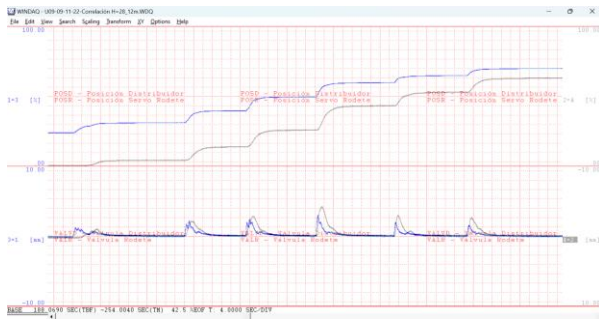


Fig.5 Recorded trends

5.5. Footprint tests of the old governor

In Figure 5 the test results when opening the wicket gate at 70% are shown.

With the below settings, the two Units are placed at 70% opening, Unit 9 in opening mode with PFC and Unit 10 in power mode with PFC. This is recorded for 60 minutes and compared.

Unit 9: Open mode, PFC active, WG opening reference 70%, Runner Blade deadband 0, frequency deadband +/- 6mHz.

Unit 10: Power mode with PFC active, power reference 104 MW (around 70% WG opening), with current settings. The "Stabilizer" algorithm with RB deadband of 1% and algorithm "Balancing" ON. Low-Pass filter is disabled (OFF).

The following results are obtained.

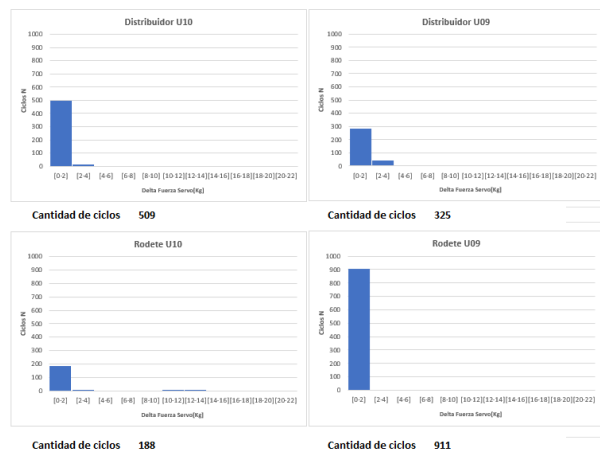


Fig. 6. Rainflow histograms
(top: wicket gate, bottom: runner blade)

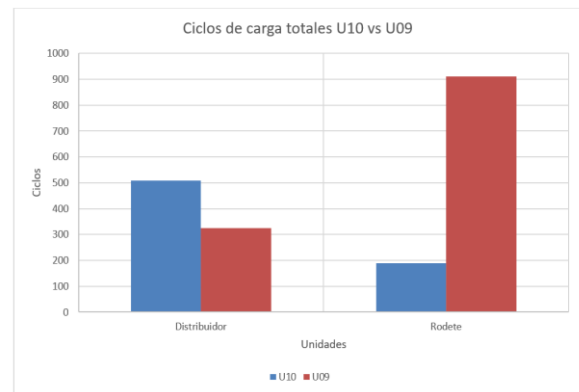


Fig. 7. Total load cycles U10 vs U09
(left: wicket gate, right: runner blade)

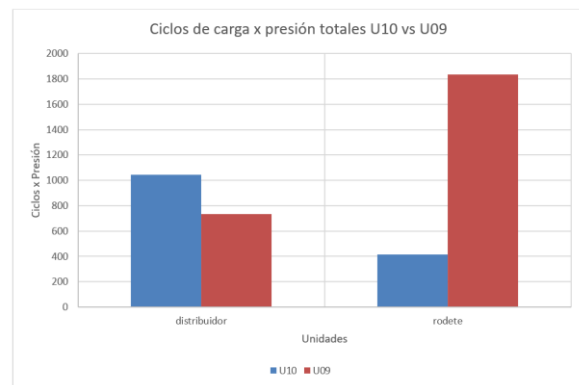


Fig. 8. Total load x pressure cycles U10 vs U09
(left: wicket gate, right: runner blade)

At the tested conditions (WG at 70%), it is observed that the load on the runner blade in the Unit with the new regulator is considerably lower than the Unit with the regulator that emulates the old regulator, for the wicket gate it is observed that there is an increase in the load of the new Unit.

Similar results were received for other tests (other WG opening).

5.6. Stress assessment on the runner blade and wicket gate

For water turbines, which participate in AGC/PFC, according to many publications, the largest stresses in the regulating mechanism occur in the runner blade. In the wicket gate the largest stresses are found in the connecting pins between the servomotor and the operating ring. However, since the stress amplitudes are small, fatigue in these nodes is not considered.

Therefore, after retrofit of the control system, the stress on the runner blade should be no higher than before the upgrade.

In opposite of the runner blade, there is no strict criterion for the wicket gate. It is greatly considered that some increase in stress in this component is not critical. However, both when the Voith algorithm is running and when the "Stabilizer" algorithm is applied, an increase in stress on the wicket gate is expected. In this case, the

criterion for acceptable stress can be based on the unlimited metal loading curve [1].

For some materials there will be an endurance limit, which means that if the stress amplitude is kept below the fatigue limit – once the curve has flattened – the material can withstand an unlimited number of cycles [1].

5.7. Benefits evaluation

After estimating the stresses on the wicket gate relatively to the unlimited metal loading curve of Steel 45, the following stress assessment results were obtained.

1. For tested turbine type, the control structure with "Stabilizer" algorithm (runner blade's deadband = 1%), "Balancing" algorithm enabled and the low-pass filter disabled, allowed a reduction in tension to the Runner Blades as follows (comparing to old governor structure):

0-2 bar: 77%

2-4 bar: 54%

4-6 bar: 33%

2. The tension amplitude to the Wicket Gate servomotor decreased as follows (comparing to old governor structure):

2-4 bar: 59%

4-6 bar: 100%

3. The tension concentration on the wicket gate's servomotor is below 2 kgf/cm², which is within the endurance limit for Steel 45 or an equivalent material, corresponding to an unlimited number of cycles. The calculated stress is much lower than 320 MPa, reaching approximately 55 MPa in the most critical region - the ring of pins.

6. Conclusions

1. Basing on the Emerson driven tests, enabling "Stabilizer" algorithm significantly reduces the oscillating loads on the runner blade when primary frequency regulation is performed.

The best results were found when the runner blade deadband was set to 1% (0.32°), as suggested by the IEEE-125 standard.

2. From the presented analysis, it is concluded that, comparing the two researched Units for different loads, the stress to the runner blade decreases considerably in the current operation with the Emerson Ovation™ governor (more than 2 times).

3. Regarding the wicket gate stress analysis, an increase in cycles is noted, however, it is an expected result considering the compromise between different variables in the project: performance efficiency, AGC/PFC requirement and control stability.

4. Concentration tension for the wicket gate's servomotor is within the endurance limit, for Steel 45, corresponding to an unlimited number of cycles.

5. The test results allow to rule out any oscillation harmful to the Unit components. Quality of control matches

the standards and it was proven that the control structure and parametrization is optimal to perform Kaplan turbine operation under international and national standards related to AGC/PFC /LFC.

6. Open discussion

There are still open questions that require further research at other types of Kaplan turbines and hydro power plants. In particular, the limits for increasing the wicket gate stress are not clearly defined. The other issue is how to effectively use of a low-pass filter for water turbines with low dynamic response.

References

1. **Aron Tapper:** *A fatigue investigation in a Kaplan hydropower station operated in frequency regulating mode*, Master of Science Thesis EGI 2016:050 EKV1149, Stockholm, 2016
2. **David Valentín, Alexandre Presas, Mònica Egusquiza and Carme Valero:** *Hybridization in Kaplan turbines. Wear and tear assessment*, 31st IAHR Symposium on Hydraulic Machinery and Systems, IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, 2022
3. **Voith magazine:** *More stability, less wear*, A paper delivered to the HyPower 2016, pg.26

Authors

Daniel Chowanski, M.Sc. Eng. graduated in Automation from the Mechatronics Faculty of Warsaw University of Technology in 2016. He has been an employee of Emerson since 2014, focusing on programming Emerson Ovation™ DCS applications and tuning servomotor control loops. In 2021, he joined the Mechanical and Hydro Team and currently holds the position of Hydro Technical Leader.

Zoia Shavlovich, Ph.D graduated from the water turbine faculty of the St. Petersburg Institute of Machine Building in 1994. Until 2005, worked in various positions at Power Machines. From 2005 to the present, has been working at Emerson, in the division Power and Water solutions. Currently, heads the Mechanical and Hydro solutions department. The area of expertise includes the development of application products for the automation of water turbines and HPPs.

Jorge Fonseca, Eng. Jorge Fonseca Blanco, graduated from Electromechanic's school at the University "Instituto Tecnológico de Costa Rica" in 2017. Until 2019, he worked as a project engineer at a small local automation company. From 2019 to the day, he's been employed by Emerson at the Costa Rica engineering center. Currently, his role is technical lead for Latam power automation projects, mostly hydro power plants, for the department of Power and Water systems. His scope of competences includes DCS configuration, software and graphics development, Factory acceptance tests and site commissioning, pursuing a specialty for hydro speed governors, among other skills.

Sesja IV

Mała energetyka wodna

- dostępny potencjał, projekty modernizacyjne, szkolenia

Session IV

**Small hydropower - available potential,
rehabilitation projects, capacity building activities**

- 4.1. Łukasz Kalina:
Potencjał rozwoju mocy w sektorze energetyki wodnej
- 4.2. Jacek Swiderski, Yi Jie Liu:
Kaplan turbine upgrade – case study
- 4.3. Maciej Kaniecki, Mariusz Hajdarowicz, Bartłomiej Ośmiałowski:
*Proces modernizacji małej elektrowni wodnej
– od pomysłu do realizacji*
- 4.4. Ewa Malicka:
*Repowering MEW, czyli budowa albo montaż nowej elektrowni wodnej
w miejsce instalacji zdemontowanej*
- 4.6. Michał Lis:
*Branżowe Centrum Umiejętności i kwalifikacje zawodowe
branży elektroenergetycznej w dziedzinie energetyka wodna –
prezentacja i aktualny status projektu*

4.1 Potencjał rozwoju mocy w sektorze energetyki wodnej

Lukasz Kalina

IOZE hydro, Kielce
e-mail: lukasz.kalina@ioze.pl

Wstęp

Wzrost produkcji energii elektrycznej przez instalacje hydroenergetyczne oraz - tak potrzebne systemowi - zwiększenie elastyczności ich pracy wynikać może nie tylko z budowy całkiem nowych jednostek wytwórczych, ale także z całego wachlarza działań, o których warto powiedzieć na przykładach zarówno z kraju, jak i Europy. Można je częściowo zamknąć w pojemnym terminie *repowering*. Zaprezentowane zostaną zasady skutecznie przeprowadzonego w istniejących elektrowniach procesu, kryjącego się pod tym pojęciem.

Repowering - droga do zwiększenia elastyczności hydroenergetyki

Z praktyki wynika, że modernizacje i doposażenie istniejących obiektów często przynoszą szybszy zwrot i niższe koszty społeczno-środowiskowe niż budowa nowych obiektów stanowiąc jednocześnie realny sposób na zwiększenie wartości istniejących aktywów. Na krajowym podwórku przytoczyć można przykład rozbudowywanej właśnie Elektrowni Wodnej w Niedzicy. Dwa bliźniacze układy doprowadzające wodę do nowych hydrozespołów realizowane są w powiązaniu z rurociągami upustowymi wody ze zbiornika Czorszyńskiego. Całość prac toczy się w obrębie podziemnej części bloku istniejącej elektrowni. Nowoprojektowane rurociągi pełnią funkcję swego rodzaju by-passów głównych nitek, które będą zasilać dwie turbiny Francis a o łącznej mocy 7 MW. Moc zespołu elektrowni wzrośnie do blisko 100 MW mocy zainstalowanej (99,75 MW). [1]



Fot. 1 Transport rurociągu do EW Niedzica

Inny duży obiekt zawodowy - Elektrownia Porąbka-Żar - przechodzi kompleksową modernizację, której celem jest zwiększenie efektywności i niezawodności elektrowni (bez zwiększenia mocy zainstalowanej). Remont obejmuje modernizację rozdzielni 220 kV oraz wymianę hydrozespołów, co ma zapewnić wyższą produktywność, lepszą pracę w trybie kompensacyjnym oraz dostosowanie do rynkowych potrzeb energetycznych. Cały proces, warty ponad miliard złotych, planowany jest do zakończenia w pierwszym kwartale 2028 roku. [2].

Europejskie doświadczenia XFLEX HYDRO

Z zagranicznych przykładów można przywołać projekty zrealizowane w ramach XFLEX HYDRO na obiektach takich jak Frades II czy Vogelgrun. Pierwszy z nich to nowa elektrownia szczytowo-pompowa o mocy 780 MW w północnej Portugalii. Uruchomione w 2017 roku dwa układy prądotwórcze są największymi i najpotężniejszymi tego typu w Europie.

W ramach XFLEX HYDRO zademonstrowano innowacyjny system operacyjny: zwarcie hydrauliczne z wykorzystaniem jednostek o zmiennej prędkości i inteligentnej kontroli w celu optymalizacji usług energetycznych w sieci, koncentrując się na usługach częstotliwościowych. Operacyjnie zastosowanie hydrozespołów o zmiennej prędkości umożliwia pracę w szerokim zakresie mocy (regulacja od ok. 319 do 383 MW na jednostkę w trybie pompowania/generacji), co przekłada się na zwiększoną elastyczność i szybsze dopasowanie do wahań generacji z niestabilnych OZE. Dzięki tym rozwiązaniom możliwe jest świadczenie szeroko zakrojonych usług systemowych FCR (Frequency Containment Reserve – pierwsza, automatyczna rezerwa działająca w milisekundach, aby natychmiast ustabilizować częstotliwość sieci podczas zakłóceń) oraz mFRR (*manual Frequency Restoration Reserve* - trzecia, manualna rezerwa, aktywowana przez operatora w ciągu 15 minut w przypadku długotrwałych odchyłeń częstotliwości, aby pomóc przywrócić równowagę w systemie). Instalacje typu „variable-speed” na istniejących akwenach dają setki MW dodatkowej elastyczności do systemu elektroenergetycznego. [3]

Vogelgrun to elektrownia wodna o mocy 142 MW położona we Francji, w pobliżu granicy z Niemcami, nad rzeką Ren. Elektrownia wyposażona jest w cztery niskospadowe turbiny Kaplana, eksploatowane od 1959 roku. W ramach projektu XFLEX HYDRO jedna z jednostek została zhybrydowana z magazynem baterijnym. Uzupełniając pracę turbin, system akumulatorowy zapewnia dodatkowe magazynowanie energii, dzieląc zdolność reagowania z jednostką hydrauliczną, a także wykorzystuje sterowanie główne w celu optymalizacji zarówno elastyczności, jak i zużycia turbin. Dzięki modernizacji możliwe jest skrócenie czasu reakcji na zapotrzebowanie rynku (czas odpowiedzi ok. 30 sekund dla FCR dzięki hybrydowemu sterowaniu), a także obniżenie kosztów utrzymania turbin. Warto podkreślić, że rozwiązanie tego typu może być wdrażane nie tylko w dużych obiektach, ale również w małych elektrowniach wodnych, których właściciele chcą rozpocząć świadczenie usług systemowych. [4]

Lokalne inwestycje w MEW

Przy szkockim zbiorniku Whiteadder w 2024 roku oddano do użytku instalację wyposażoną w syfonową turbinę Kaplana o mocy 199 kW, umiejscowioną u podnóża zapory zbiornika stanowiącego rezerwuuar wody pitnej dla całego regionu East Lothian. Projekt o wartości 3 milionów funtów pozwoli zrekompensować prawie jedną trzecią energii zużywanej przez Hungry Snout - jedną z największych pompowni wody w East Lothian. Układ generować będzie 0,82 GWh energii odnawialnej rocznie. Instalacja umożliwia wytwarzanie zielonej energii przy jednoczesnym kontrolowaniu poziomu wody w zbiorniku podczas sezonowych wahań pogody. Wniosek płynący z analizy tej inwestycji jest taki, że niskie i średniej wielkości nakłady inwestycyjne w technologii hydroenergetycznej szybko przynoszą realne oszczędności w zużyciu energii na potrzeby własne, z produkcją roczną – jak w tym przypadku ok. 0,8 GWh. To kolejna pozytywna weryfikacja koncepcji wykorzystania hydroenergetycznego upustów dennych (obok omawianej wcześniej EW Niedzica). [5]

Empowering i klasyczny repowering

Oprócz *empoweringu* (czyli dodania mocy w elektrowni poprzez instalację dodatkowego hydrozespołu), który przy stosunkowo niskich nakładach budowlanych może przynieść od kilkudziesięciu kW do nawet kilku MW dodatkowej mocy, wykorzystując dotąd niezagospodarowany potencjał, bardzo satysfakcjonujące ekonomicznie efekty można osiągnąć dzięki klasycznemu *repoweringowi* – czyli zastąpieniu przestarzałej technologii nową, wysokowydajną.

Jako przykład systemowego *repoweringu* można przytoczyć działania operatora Enel we Włoszech. Trwająca tam kampania Repowering and Refurbishment Enel Green Power obejmuje modernizację około 20 elektrowni o łącznej mocy zainstalowanej około 4 500 MW. Zakład Crego w Piemontie jest doskonałym przykładem realizacji celu firmy - repowering doprowadził tam do wzrostu produkcji o ponad 28 GWh rocznie. Enel Green Power zainicjował podobny program w Hiszpanii, w elektrowni Flix na rzece Ebro, gdzie produkcja wzrosła o 10 GWh rocznie. Modernizacja jednej lub dwóch maszyn w zakładzie średniej wielkości często daje kilkudziesięcioprocentowy wzrost produkcji lub konkretne przyrosty rzędu ≥ 10 GWh rocznie (w zależności od przepływów i spadu). [6]

Na podstawie analizy licznych zrealizowanych projektów można wskazać konkretne efekty: typowe modernizacje mogą zwiększyć produkcję o kilka-kilkanaście procent na zmodernizowany obiekt, prosty *empowering* (dołożenie turbiny) daje dodatkowe megawaty mocy, a automatyzacja i digitalizacja obniżają koszty eksploatacyjne.

Techniczne dźwignie i ryzyka

Kluczowe dźwignie techniczne, wykorzystywane w celu zwiększenia efektywności wykorzystania dostępnego potencjału hydroenergetycznego w sektorze energetyki wodnej (małej i tej wielkoskalowej) to: wymiana turbin, instalacja pompoturbin o zmiennej prędkości,

digitalizacja, dodanie jednostek wytwórczych do istniejących układów. Główne ryzyka, z jakimi muszą się mierzyć podmioty przystępujące do realizacji ww. działań to m.in. ograniczenia hydrauliczne, sedymentacja czy zaostrzone wymagania środowiskowe. Kluczowe dla powodzenia inwestycji jest dobranie efektywnej ścieżki wdrożenia, która pozwoli zniwelować zdiagnozowane na wstępie zagrożenia.

Hybrydyzacja - uzupełnienie energetyki wodnej

Rozważania na temat opcji rozwoju mocy MEW i EW warto uzupełnić o rolę hybrydyzacji z wykorzystaniem źródeł fotowoltaicznych i magazynów energii (FPV/BESS) jako opcjonalnego dodatku tam, gdzie analiza ekonomiczna to uzasadnia. Wartym upowszechnienia przykładem takiego rozwiązania, z bardzo dobrym rezultatem w zakresie bilansowania krzywej podaży i popytu w mikrosieci, jest inwestycja w Makowie Mazowieckim.

Analiza wybranych przedsięwzięć z kraju i świata dostarcza praktycznych wskazówek i konkretnych liczb, przydatnych decydom, inwestorom i projektantom.

Przywołania

1. Smolarczyk W., Skoluba J.: *Realizacja układu przepływowego dla MEW Niedzica II*, „Energetyka Wodna” 2/2025 (54), Kielce, 2025
2. <https://pgeo.pl/aktualnosci/modernizujemy-elektrownie-szczytowo-pompowa-porabka-zar>
3. <https://www.xflexhydro.com/test-sites/frades-2>
4. <https://www.xflexhydro.com/news/run-of-river-hydro-power-plant-tests-hydro-battery-hybrid-2>
5. <https://www.scottishwater.co.uk/About-Us/News-and-Views/2025/01/300125-Whiteadder-switch-on>
6. <https://www.enelgreenpower.com/media/news/2023/04/repower-hydro-facilities>

Autor

Lukasz Kalina, mgr inż., w 2011 r. ukończył studia na Politechnice Świętokrzyskiej w Kielcach na kierunku Energetyka Odnawialna i Elektroenergetyka. Jest także absolwentem MBA Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie. Posiada wieloletnie doświadczenie w branży odnawialnych źródeł energii. Obecnie jako Dyrektor ds. Rozwoju Biznesu zajmuje się szeroko pojętym consultingiem, doradztwem inwestycyjnym i technicznym. Bierze udział we wdrażaniu projektów B+R z zakresu nowych rozwiązań w branży hydroenergetycznej. W ramach swoich obowiązków zawodowych regularnie współpracuje z inwestorami, właścicielami instalacji odnawialnych źródeł energii oraz producentami technologii dla sektora OZE.

4.2 Kaplan turbine upgrade – case study

Jacek Swiderski

Swiderski Engineering Inc. (SEi), Ottawa, Canada
e-mail: jacek@secfd.com

Yi Jie Liu

Forward Hydro Power Equipment Co., Ltd. China,
e-mail: ejhydro@163.com, sales@smallhydroturbine.com

Preamble

This is a run-of-the-river power station located on the Xiangjiang River in Hunan Province, China. The original design output of the unit was **3,200 kW**, and the hydro turbine was a vertical, double-regulated, 4-blade Kaplan type. The station was commissioned in March 1987 [1].

In 2016, the power station completed a runner refurbishment, replacing the 4-blade runner with a 5-blade design to improve turbine efficiency and increase output. After the refurbishment, the unit's output power reached **3,900 kW**. However, the updated turbine experienced several problems, including severe vibration, loud noise, load shedding, cavitation, and resonance with the power plant. These issues posed significant safety hazards.

The technical specifications of the turbine after the first refurbishment were as follows:

Turbine model: ZZ550D – LH - 250
(nominal diameter D1 = 2500 mm,
concrete spiral case, vertical Kaplan)
Maximum Head: 13.30 m
Minimum Head: 5.45 m
Rated Head: 10.90 m
Rated Discharge: 41.93 cms
Rated Speed: 187.5 rpm
Turbine Rated Output: 4040 kW
Runaway Speed: 437 rpm
Suction Head: +0.30 / -0.95 m (TWL to
Runner Center)
Runner Center EL: 104.0 m
Gate Center EL: 105.02 m

In March 2022, the owner of the power plant decided to carry out a second refurbishment to resolve these problems. The objectives of the second refurbishment were as follows:

The unit output must be no less than 3,900 kW (turbine output 4040 kW) at the rated head.

Vibration and noise levels must not exceed the maximum values regulated by GB or international standards, ensuring stable operation of the turbine in all allowable operating zones.

Free from cavitation in all operating zones.

The runner must have 4 blades due to resonance problems with the power plant structure.

The customer was concerned that the same problems might reoccur after the second refurbishment.

In May 2023, the customer issued a public tender invitation. The Canadian company *Swiderski Engineering Inc.* (SEi), as technical support, partnered with *Zhejiang Jinlun Electromechanic Co., Ltd.* in China to bid for the project. SEi proposed a technical approach based on numerical flow simulation by means of Computational Fluid Dynamics (CFD) analysis. Zhejiang Jinlun Electromechanic Co., Ltd. won the general contract later that year (2023).

Stability evaluation

CFD analyses for various flows and flow patterns entering the draft tube do not indicate that stability issues originate from the draft tube shape. An unstable zone is observed near the leading edge of the draft tube pier; however, its intensity is relatively low, so no measurable impact on the turbine runner is expected.

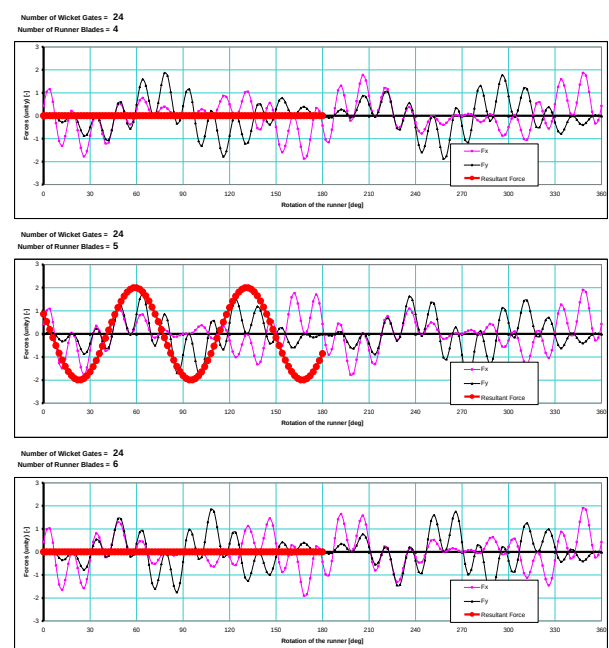


Fig. 1 Graphs illustrating resultant pressure impulses as they get amplified by interaction between wicket gates (24) and the rotating runner for various runner blades numbers (4,5,6).

A general analysis of the interactions between hydraulic wakes created by the wicket gates and the rotating blades—with pressure accumulation zones corresponding to the number of runner blades (e.g., 5 blades → 5 pressure accumulation zones)—indicates that using either 4 or 6 blades with 24 wicket gates results in zero

amplification of the resultant pressure impulses. The red line illustrates the magnitude of these resultant pressure impulses.

Table 1 Calculated cavitation exposure
– the table was used for cavitation design criteria.

TWL	RunnerCL	Hnet	Hs	Sigma_PLANT	Q11MAX	SigmaFactor
[masl]	[masl]	[m]	[m]	[-]	[-]	[-]
110.0	104.0	5.45	-6.00	2.878	2.301	0.544
109.0	104.0	6.00	-5.00	2.448	2.289	0.467
108.5	104.0	7.00	-4.50	2.027	2.253	0.399
107.5	104.0	8.50	-3.50	1.551	2.187	0.324
105.0	104.0	8.50	-1.00	1.257	2.21	0.257
105.0	104.0	9.50	-1.00	1.125	2.161	0.241
105.0	104.0	10.90	-1.00	0.980	2.037	0.236
105.0	104.0	11.90	-1.00	0.898	1.8785	0.254
105.0	104.0	12.80	-1.00	0.835	1.7479	0.273
105.0	104.0	13.30	-1.00	0.803	1.6826	0.284

Design optimization approach

The following was completed during this stage:

- 1) Definition of the CFD domain, topology tune-up
- 2) Design optimization algorithm - search methodology for the best solution was developed by customization of existing multiobjective design algorithm owned by SEi and used previously for Kaplan/Propeller turbines.

Following the specification submitted by the customer, the design objectives have to be determined. The most actual version of the MODOA (Multi-Objective Design Optimization Algorithm) algorithm [2, 3] can take into account a target consisting of multiple design targets by completing, in parallel, CFD simulations for various operating points, where there are operational limits set by the customer. The process of searching for optimal design follows principles of an Evolutionary Algorithm (EA), where, in this case, generations of blade shapes is CFD analysed and, based on the value calculated by the Quality Function (QF), the best blade is selected to produce further generation of blade shapes. The quality function in case of our project depends on:

η (i) – hydraulic efficiency at operating point i

P (i) – turbine output at operating point i

σ (i) – Incipient cavitation number (Thoma) at operating point i.

For the purpose of design optimization three major target design points were chosen, so the Multi-Objective Matrix, in this case will consist of 3 rows (n=3):

$$\text{Multi-Objective Matrix (M-OM)} = \begin{bmatrix} H_1 & Q_1 & \eta_1 & \sigma_1 & \psi_1 \\ H_2 & Q_2 & \eta_2 & \sigma_2 & \psi_2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ H_{n-1} & Q_{n-1} & \eta_{n-1} & \sigma_{n-1} & \psi_{n-1} \\ H_n & Q_n & \eta_n & \sigma_n & \psi_n \end{bmatrix}$$

H [m] – Net head

Q [m³/s] – Flow

η [%] – hydraulic efficiency

σ [-] – cavitation coefficient (Thoma number)

ψ [-] – flow stability coefficient

index i = 1,2...n-1,n

marks the number of the operating point.

Computational domain

As a standard practice, the computational domain included intake structure as well as the draft tube and the portion of the tailrace.

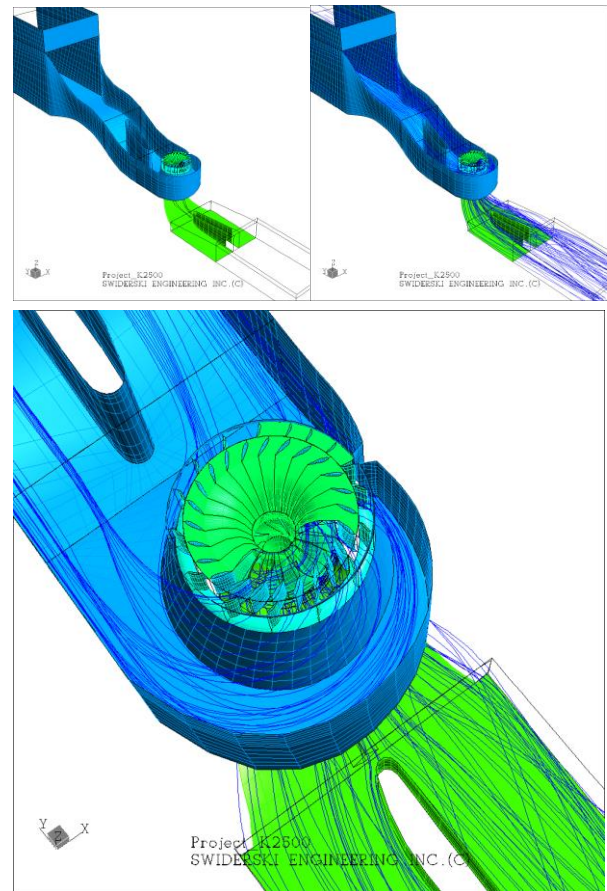


Fig. 2 Computational domain used for design optimization as well as for the final determination of turbine performances.

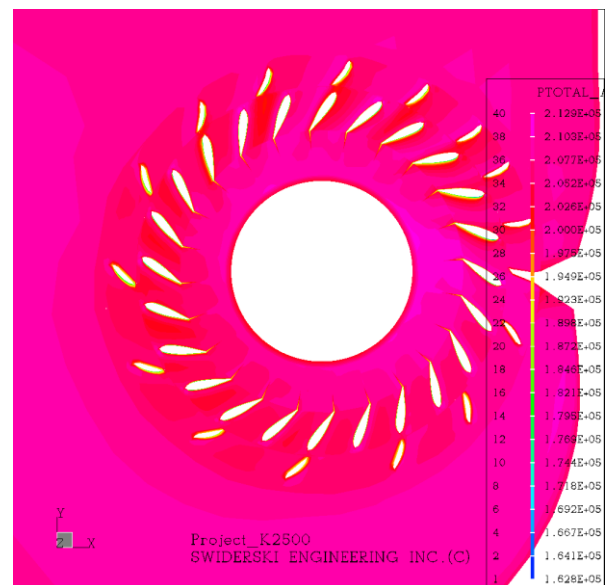


Fig. 3 Flow field visualization in the mid-distributor section. Positioning of stay vanes seems to be appropriate, some efficiency can be possibly be gained by modification of wicket gate profile, although the uniformity of the flow entering the runner is good.

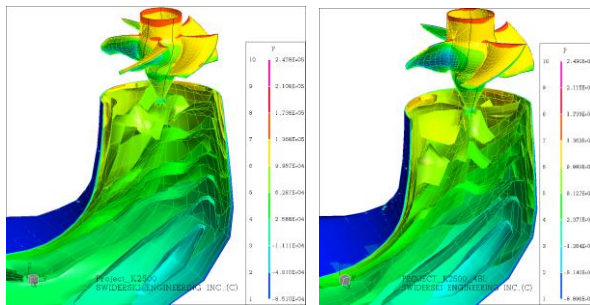
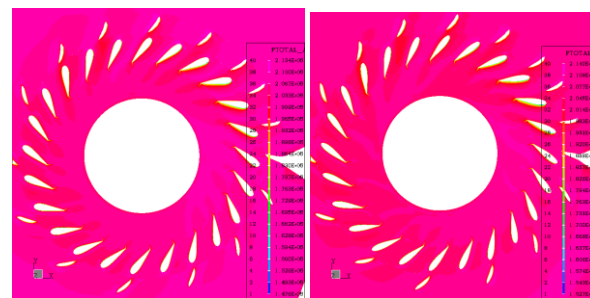
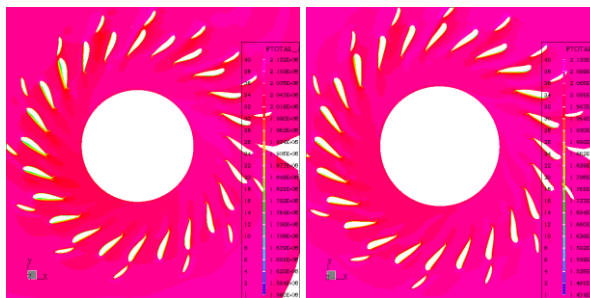


Fig. 4 Flow field in the draft tube visualised as constant-velocity surfaces.

The four-bladed runner imposes higher circumferential instability than the five-bladed one due to larger blade-to-blade spaces. This phenomena has rather negligible influence of the global draft tube instability (based on transient flow analyses conducted).



Existing WG ($\Delta\eta=0\%$) Thinned ($\Delta\eta=1.03\%$)



Curved A ($\Delta\eta=0.98\%$) Curved B ($\Delta\eta=-0.7\%$)

Fig. 5 Total pressure distribution at mid-distributor for various wicket gate profiles.

It was concluded not to perform any wicket gates profile modifications as the overall efficiency gain was marginal ($\sim 1\%$)

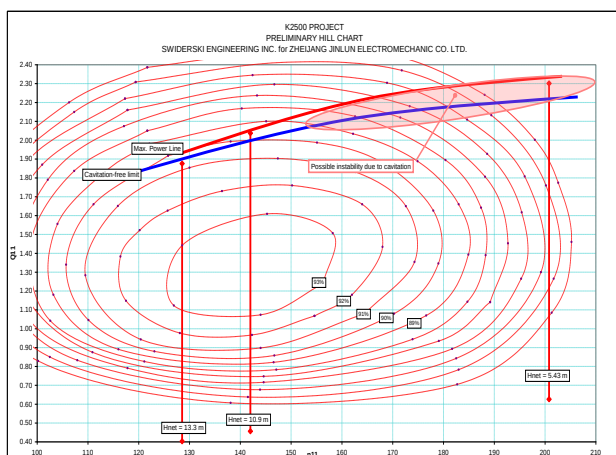


Fig. 6 Hill chart developed for optimized runner.

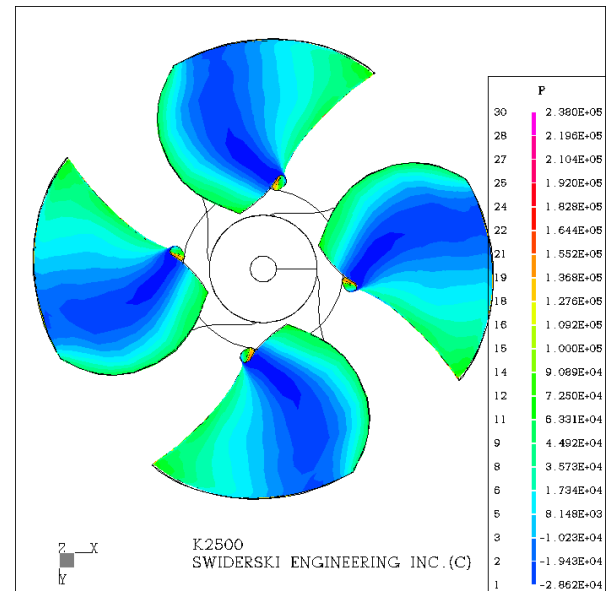


Fig. 7 Static pressure distribution on final design of runner blades (suction side) – full load.

Stress analysis

Stress analysis has been conducted on the final blade as the turbine operated under 120% load. Maximal Von Mises stress concentration reaches 20000 psi = 138 MPa

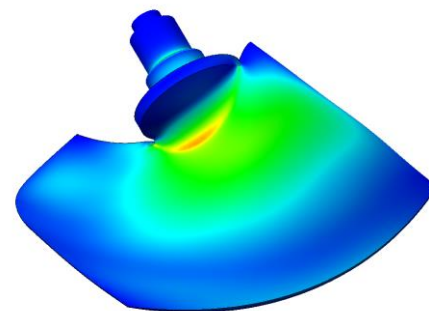


Fig. 8 Von Mises stress distribution calculated while turbine operating under 120% of max. anticipated load.

Conclusions - commissioning

In May 2024, the new updated runner was installed, and commissioning tests were carried out on-site. These included the rotating dynamic balance test, over-speed test, stability test, loading test, and load rejection test. The same tests had been performed on the old unit before the second refurbishment to allow for a direct evaluation of the updated turbine's performance and operating stability.

Field test result

The loading test showed that the unit reached 3,900 kW at the rated head. The machine ran smoothly, with no cavitation noise detected. Based on the peak-to-peak vibration values across the test heads (gross head 8.04 m–11.74 m) and test loads (0–4,018 kW), all results met GB and international standard requirements.

- The vibration frequency of the upper and lower frames was mainly 3.13 Hz, corresponding to the normal rotational frequency of the unit.
- The vibration of the top cover was primarily caused by the blade rotation frequency in the draft tube, measured at 12.50 Hz.
- The 15.61 Hz vibration frequency - corresponding to the natural frequency of the powerhouse structure - previously detected in tests before the second refurbishment was no longer observed.

Pressure Pulsation Analysis

- The pressure pulsation frequency in the draft tube was mainly associated with the normal vortex band and blade frequencies.
- Above 50% load, the pressure pulsation value decreased significantly as the load increased, with the dominant pulsation frequency at 12.50 Hz (blade frequency).
- Below 50% load, low-frequency pressure pulsation caused by the draft tube vortex band was present, with a frequency of about 0.75 Hz.

Overspeed and Load Rejection Tests

- The overspeed protection device was set to activate at 268 rpm (140% of rated speed) and functioned accurately.
- At 50% and 75% load rejection, the unit speed did not increase significantly, and pressure rises remained within acceptable limits.
- At 100% load rejection, the pressure rise in the spiral case reached 54.46%, while the speed rise was only 23.95%, a condition that can be mitigated by adjusting the shutdown time.

All tests, including the rotating dynamic balance test, were successfully passed. The new optimized runner, designed using MODOA process, which is fully based on numerical flow simulation, met all technical requirements specified in the general contract. No hydraulic laboratory tests were involved.

References

1. **Liu Yi Jie:** *Project coordination – internal files*
2. **Swiderski J.:** *Design optimisation of replacement Kaplan runner – CFD application in an optimization algorithm*, 13th International Conference on Hydropower Plants, Vienna, Austria 2004
3. **Swiderski J.:** *Design optimization of turbines' flow passages – methodology based on CFD verification*, Swiderski Engineering Inc., HydroVision Conference, Minneapolis, USA 2017.

Authors

Jacek Swiderski, P.Eng., M.Sc. graduated with a Master of Engineering degree from Politechnika Gdańska, worked as a researcher at IMP-PAN (Poland), as a hydraulic engineer at Barber Hymac Hydro Inc. (Canada), and as Chief Hydraulic Engineer at Canadian Hydro Components Inc. (Canada). Since 2000, he has operated as an independent hydraulic engineer under Swiderski Engineering Inc. in Ottawa, Canada. His main professional interests include the application of numerical flow simulations (CFD) in the design and optimization of hydraulic flow passages in reaction water turbines.

Liu Yi Jie, M.Sc., Earned a Bachelor's Degree in Mathematics of Computation & Application Software from the University of Jilin, Changchun, China, in 1989, and a Master's Degree in Fluid Mechanics Engineering from the University of Xi'an Jiaotong, Xi'an, China, in 1997.

After completing the bachelor's degree, worked as a hydraulic engineer at Harbin Electric Machinery Co., Ltd. (HEC) — the largest turbine manufacturer in China — beginning in 1989. In 1998, completed six months of CFD analysis technology training for the Three Gorges Dam Project at Kvaerner Energy in Norway. From 2007 to 2016, worked as a Hydraulic/Mechanical Engineer for Norcan Hydraulic Turbine Inc. in Canada. Currently serves as Chief Engineer at Forward Hydro Power Equipment Co., Ltd., China.

4.3 Proces modernizacji małej elektrowni wodnej – od pomysłu do realizacji

Maciej Kaniecki, Mariusz Hajdarowicz, Bartłomiej Ośmiałowski

T-G DNALOP Sp. z o.o., Redzikowo k. Słupska

e-mail: maciejk@thordonbearings.com, mariuszh@thordonbearings.com, barteko@thordonbearings.com

Wprowadzenie

W obliczu ciągłego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, naturalnym wydaje się potrzeba dbałości i modernizacji już istniejących instalacji i obiektów służących produkcji „czystej energii”. Jednym z wielu przykładów rekultywacji istniejących obiektów energetycznych, są szeroko pojęta modernizacje małych elektrowni wodnych. Autorzy niniejszego referatu przedstawili proces „przywracania do życia” małej elektrowni wodnej Strużyska, zlokalizowanej w okolicy Piły na rzece Głomii. Elektrownia zakupiona przez firmę T-G DNALOP w 2018 roku, w czasie przejmowania majątku, była już wyłączona z użytkowania, wyposażona w częściowo uszkodzone hydrozespoły, o przestarzałej konstrukcji. Budynek elektrowni nie odpowiadał wymogom prawa budowlanego, a warunki i otoczenie pracujących maszyn stanowiło zagrożenie dla zdrowia i życia osób ją obsługujących. Właściciele firmy TGD podjęli decyzję o gruntownej modernizacji obiektu. W referacie przedstawiono kolejne etapy działań formalno- prawnych oraz technicznej realizacji inwestycji.

Tak to się zaczęło

Idea zakupu małej elektrowni wodnej przyświecała właścicielowi firmy *Thordon Bearings* Sandy’emu Thomsonowi od dawna. Pomysł, jak wiele innych przez niego zrealizowanych, był bardzo prosty, a zarazem skuteczny - wyremontować istniejącą elektrownię wodną, jako obiekt pokazowy, z hydrozespołami wyposażonymi w całą gamę rozwiązań układów łożyskowych produkowanych przez firmę *Thordon Bearings*. Po wielu miesiącach poszukiwań, ostatecznie zdecydowano o zakupie małej elektrowni wodnej w Strużyskach na rzece Głomii. Obiekt w momencie zakupu był już mocno wyeksploatowany, hydrozespoły nie nadawały się do dalszej pracy, instalacje sterowania i wyprowadzenia mocy były niesprawne, a stan ogólny budynku nie pozwalał na dalszą bezpieczną eksploatację elektrowni. Już w momencie zakupu tj. w 2018 roku, zarząd firmy *Thordon Bearings* podjął decyzję o przeprowadzeniu gruntownej modernizacji elektrowni. Zdecydowano, że jeden z istniejących hydrozespołów zostanie zmodernizowany, drugi natomiast będzie zupełnie nowym urządzeniem. Wstępna faza realizacji zbiegła się w czasie z rozpoczęciem projektu badawczego (nr projektu POIR.01.01.01-00-0960/18) pozyskanego ze środków NCBiR, który dotyczył projektowania i produkcji nowoczesnych szybkoobrotowych hydrozespołów wodnych dedykowanych dla małych elektrowni wodnych.



Rys.1 Widok hali maszyn przed modernizacją

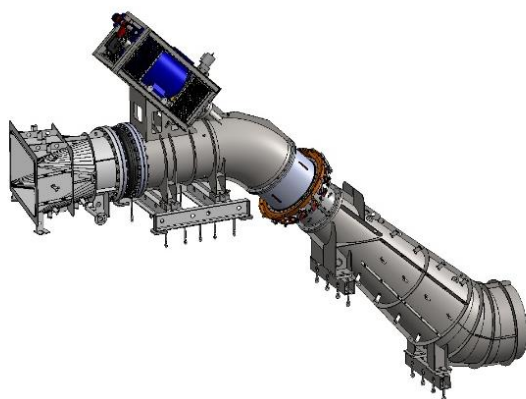


Rys.2 Oryginalny wirnik turbiny śmigłowej po demontażu istniejących maszyn

Powstający obiekt pokazowy w Strużyskach miał zostać wyposażony w dwa hydrozespoły: nowy prototypowy hydrozespół z szybkoobrotową turbiną Kaplana oraz gruntownie zmodernizowana turbina śmigłowa wyposażona w nowy wirnik, układ łożyskowy, nową przekładnię i generator.

Tabela 1 Podstawowe parametry maszyn, zainstalowanych w zmodernizowanej MEW Strużyska

Hydrozespoł z turbiną Kaplana UHE500	
średnica wirnika D	500 [mm]
spad netto H	1,7-2,7 [m]
przepływ maksymalny	1,1 [m ³ /s]
moc maksymalna na wale	23 [kW]
obroty	600 [obr/min]
Zmodernizowany hydrozespoł z turbiną śmigłową	
średnica wirnika D	650 [mm]
spad netto H	1,7-2,7 [m]
przepływ maksymalny	1,0 [m ³ /s]
moc maksymalna na wale	21 [kW]
obroty	600 [obr/min]

**Rys.4 Projekt hydrozespołu z turbiną Kaplana UHE500**

Pierwsze kroki

Pierwsze miesiące trwania projektu modernizacji wypełnił przygotowania koncepcji i uruchomienie procedury formalno-prawnej. Realizowano już projekt badawczy, rozpoczęły się badania modelowe nowej turbiny o symbolu UHE, która jako prototyp miała być w przyszłości instalowana w elektrowni. Testowany był wysokosprawny, nowy układ łopatkowy maszyny, powstawała konstrukcja dzielonego uszczelnienia mechanicznego, projektowano układy łożyskowe smarowane wodą, powstała koncepcja budowlana rozmieszczenia nowych maszyn. Równolegle wszczęto całą procedurę formalno-prawną pozyskania pozwoleń i zgód. W kolejnych etapach wnioskowano i uzyskano:

- decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia, na podstawie złożonej karty informacji przedsięwzięcia,
- pozwolenie wodnoprawne na podstawie złożonej dokumentacji wodnoprawnej (operat wodnoprawny wraz z projektem instrukcji gospodarowania wodą,
- umowy dzierżawy gruntu (w tym czasowej dzierżawy gruntu do celów budowlanych),
- pozwolenie na budowę.

Przebieg wszystkich etapów postępowania administracyjnego było procesem niezwykle czasochłonnym i wypełnionym wieloma „niespodziankami”, które czekały na petenta praktycznie w każdym z urzędów opiniujących złożone wnioski. Najdłużej jednak procedowane były dokumenty w Wodach Polskich. Cały proces pozyskiwania wszelkich zgód i pozwoleń trwał ponad 3 lata.

Do dzieła

W czasie tak długiego czasu oczekiwania na ostateczne decyzje kolejnych urzędów, wykonano szereg prac przygotowawczych oraz opracowano i wykonano nową konstrukcję hydrozespołu. Prace projektowe i wykonawcze realizowano w ramach opisanego już wyżej projektu NCBiR nr POIR.01.01.01-00-0960/18. Nowy hydrozespoł wyposażony w szybkobieżną turbinę Kaplana posiadał szereg współczesnych rozwiązań dedykowanych nowoczesnym konstrukcjom maszyn wodnych, w tym:

- potrójną regulację (regulacja wirnikiem i kierownicą oraz regulacja szybkością obrotowa uzależnioną od spadu),
- układ łopatkowy o wysokiej sprawności przebadany na stanowisku modelowym,
- siłowniki elektryczne do przestawiania wirnika i kierownicy sterowane sygnałem cyfrowym,
- pakiet dedykowanych łożysk samosmarnych i smarowanych wodą firmy Thordon Bearings.

W 2022 zakończyła się produkcja nowego hydrozespołu oraz modernizacja istniejącej turbiny śmigłowej.

**Rys.5 Montaż nowej turbiny Kaplana UHE500 w siedzibie właściciela elektrowni (Redzikowo niedaleko Słupska)**

Rok później, tj. w 2023 po uzyskaniu niezbędnych pozwoleń, rozpoczęto, zakrojone na szeroką skalę prace budowlane. Konieczna była rozbiórka większej części budynku, wykonanie nowej komory wylotowej, wylanie płyty fundamentowej pod instalowany hydrozespół, budowa hali maszyn oraz montaż systemu belek transportowych. W trakcie prowadzenia prac budowlanych zamontowano rurę ssącą dla nowego hydrozespołu oraz wyremontowano istniejące komory wlotowe dla obu hydrozespołów.



Rys.3 Prace montażowe hydrozespołu UHE 500 w elektrowni oraz nowy budynek elektrowni, widziany od wody górnej

W trakcie realizacji prac obiektowych, projektowany i realizowany był układ wyprowadzenia mocy oraz układu sterowania. Odpowiednie dokumenty zostały złożone do operatora sieci elektro-energetycznej celem uzyskania warunku przyłączenia. Niestety, w trakcie składania wniosku, zaczęły obowiązywać nowe wymagania przyłączeniowe, związane z wprowadzeniem zmian kodeksu sieciowego. Obowiązkowe stało się spełnienie wymogów protokołu NC RfG, który to narzucał nowe obowiązki na wszystkich wytwórców energii elektrycznej przyłączanych do sieci. Ze względu na konieczność odpowiedniego obciążania i odciążania hydrozespołów oraz możliwości ich zupełnego wyłączenia przez operatora systemu, konieczne było wyposażenie elektrowni w moduł spełniający wymagania tego protokołu. Ostatecznie właściciele elektrowni Strużyska podjęli decyzję o zakupie dwóch konwerterów częstotliwości dedykowanych do generatora PMG oraz do gene-

ratora asynchronicznego, spełniających – certyfikowanych według wymogów protokołu NC RfG. Dodatkowym wyzwaniem była konieczność adaptacji układu automatyki do współpracy z zainstalowanymi konwerterami. Proces wydania warunków przyłączenia oraz akceptacji przez operatora sieci projektu elektrycznego z nowymi uprzedzeniami falownikowymi trwał ponad rok. Ostatecznie, pod koniec maja bieżącego roku można było przystąpić do końcowych prac przyłączeniowych i uruchomieniowych w elektrowni.

Ku końcowi – podsumowanie

W obecnej chwili na obiekcie trwają ostatnie prace związane z uruchomieniem układu automatyki, rozruch elektrowni planowany jest na drugą połowę października 2025. Wstępnie zakładane plany modernizacji zostały znacznie rozszerzone o budowę i instalację nowego hydrozespołu, wyposażenie obu maszyn w układy regulacji szybkości obrotowej, głęboką modernizację budynku elektrowni oraz zastosowanie nowoczesnego układu sterownia, dedykowane często dla obiektów o dużo wyższych mocach. Cały proces modernizacji został zrealizowany w okresie 6 lat, przy czym należy podkreślić, że większość czasu pochłonęły procedury prawno-administracyjne, techniczna część projektu zajęła, włącznie z realizacją projektu badawczego około 2 lat. Największą przeszkodą w procesie modernizacji nie są więc wyzwania techniczne, ale procedury i sposób działania urzędów wydających zgody i pozwolenia na realizację tego typu inwestycji.

Autorzy

Maciej Kaniecki, dr inż., ukończył Wydział Budowy Maszyn w roku 1998. W roku 2005 obronił pracę doktorską z zakresu modelowania przepływów. W latach 1998-2013 zatrudniony w IMP PAN. W latach 2013-2020 zatrudniony w ZRE Gdańsk. Obecnie pracownik T-G DNALOP. Zakres jego kompetencji obejmuje projektowanie i badania turbin wodnych i pomp.

Bartłomiej Ośmiałowski, mgr inż., ukończył Politechnikę Gdańską, Wydział Mechaniczny w roku 2016. Od początku kariery zawodowej pracował w przemyśle na stanowisku konstruktora. W latach 2017 – 2021 zatrudniony w firmie ZRE Gdańsk. Od 2022 roku pracuje w firmie TG DNALOP na stanowisku konstruktora turbin wodnych.

Mariusz Hajdarowicz mgr inż. ukończył Politechnikę Gdańską, Wydział Oceanotechniki i Okrętownictwa w roku 1996. W latach 1996-1999 zatrudniony w ZRE Gdańsk. W latach 1999-2002 zatrudniony w GEG, a w latach 2002-2022 ponownie zatrudniony w ZRE Gdańsk. Obecnie pracuje w firmie T-G DNALOP na stanowisku koordynatora projektu.

Oświadczenie

Przedstawione rezultaty zostały częściowo sfinansowane w ramach projektu NCBR przyznanych dla firmy TG-DNALOP sp. z o.o. (Redzikowo) oraz IMP PAN (podwykonawca naukowy). Wniosek nr POIR.01.01.01-00-0960/18, pt. *Innowacyjny proces projektowania i produkcji typoszeregu ultra-niskospadowych turbin wodnych*.

4.4 Repowering MEW czyli budowa albo montaż nowej elektrowni wodnej w miejsce instalacji zdemontowanej

Ewa Malicka

Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Grudziądz

e-mail: ewa.malicka@trmew.pl

Prezydenckie weto wobec ustawy wiatrakowej

Prezydent Karol Nawrocki podjął decyzję, że nie podpisał ustawy z dnia 5 sierpnia 2025 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Prezydenckie weto, podyktowane względami politycznymi i niekończącym się sporem dotyczącym kwestii odległości wiatraków od zabudowań, okazało się dużym ciosem nie tylko dla branży elektrowni wiatrowych, ale także dla kilku innych branż, w tym m.in. dla małej hydroenergetyki, biometanowni i biogazowni, czy spółdzielni energetycznych. Stało się tak tylko dlatego, że przepisy regulujące istotne dla tych dziedzin kwestie znalazły się w tej samej, zawetowanej ustawie. Ustawa nowelizująca tzw. ustawę wiatrakową wprowadzała bowiem zmiany jednocześnie do kilku innych ustaw, m.in. do ustawy o odnawialnych źródłach energii (OZE), w której miały pojawić się nowe przepisy regulujące kwestię budowy nowej małej elektrowni wodnej (MEW) w miejscu istniejącej uprzednio, zdemontowanej instalacji.

Potrzeby modernizacji MEW

Rozwój małej energetyki wodnej w Polsce może odbywać się dwutorowo - poprzez budowę nowych instalacji, szczególnie z wykorzystaniem niezagospodarowanych dotąd energetycznie budowli piętrzących wodę, jak i poprzez modernizację istniejących MEW poprawiające działanie elektrowni w wymiarze technicznym oraz dostosowujące je do aktualnych potrzeb rynku energii i środowiska. Ustawa o OZE od dawna zawiera definicję oraz regulacje dotyczące wsparcia dla zmodernizowanych instalacji OZE, a ostatnie zmiany w tym zakresie wprowadzono w nowelizacji ustawy o OZE z dnia 17 sierpnia 2023 r. W myśl przepisów o modernizacji poziom uzyskanego dla zmodernizowanej instalacji wsparcia przyznawanego w systemie FIT/FIP lub aukcyjnym ma być proporcjonalny do nakładów poniesionych na modernizację. Wartość tych nakładów odnoszona ma być do tzw. instalacji referencyjnej i w zależności od wyniku zredukowana będzie wysokość uzyskiwanej przez instalację ceny lub okres przyznanego wsparcia. Nawet gdyby ten dość skomplikowany mechanizm okazał się atrakcyjny dla wytwórców energii w MEW, to możliwość skorzystania z niego wymaga wydania przepisów wykonawczych, a przede wszystkim uzależniona jest od wydania zgody Komisji Europejskiej. Tym samym, pomimo istnienia przepisów o modernizacji w ustawie, właściciele instalacji OZE nie mogli i nie mogą z nich korzystać.

Repowering MEW w interpretacji URE

Wobec braku możliwości stosowania przepisów o modernizacji znajdujących się w ustawie o OZE oraz biorąc pod uwagę częstą potrzebę całkowitego zastąpienia starej instalacji MEW nową instalacją, jedyną opcją na realizację takiego przedsięwzięcia skutkującą uzyskaniem wsparcia w postaci taryf FIT/FIP było odniesienie się do przepisów dotyczących realizacji nowej instalacji OZE i inwestycja polegająca na rozbiórce starej instalacji i montażu nowej (określana mianem *repoweringu*). Właściciele niektórych MEW podjęli decyzję o takich inwestycjach. Wykonali nowe instalacje, a jednocześnie mogli liczyć na zwrot zainwestowanych środków dzięki uzyskaniu wsparcia w postaci zagwarantowanych cen lub dopłat na nowy 15-letni okres wsparcia. Inwestycje polegały na demontażu (rozbiórce) istniejącego i budowie nowego hydrozespołu (czyli nowej instalacji zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 13 ustawy o OZE). Takie elektrownie Urząd Regulacji Energetyki przez jakiś czas kwalifikował jako instalacje planowane do uruchomienia zgodnie z art. 70b ust. 4 ustawy o OZE. Niestety, mniej więcej od września 2023 roku, Urząd odstąpił od utrwalonej praktyki rozstrzygania podobnych spraw i od tamtej pory odmawia kwalifikowania instalacji hydroenergetycznych, dla której dokonano rozbiórki (demontażu) istniejącego i zaplanowano budowę nowego hydrozespołu (czyli nowej instalacji) jako instalacji planowanej do uruchomienia, kwalifikując ją jako instalację zmodernizowaną. W tej sytuacji jednak, ze względu na brak decyzji Komisji i przepisów wykonawczych, wszelkie działania modernizacyjne wytwórców są zablokowane.

Repowering MEW w ustawie wiatrakowej

Z pomocą w tej sytuacji przyszło Ministerstwo Klimatu i Środowiska, które na wniosek i we współpracy z Towarzystwem Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) przygotowało projekt przepisów sankcjonujących uzyskanie 15-letniego pełnego wsparcia w systemie FIT lub FIP w przypadku budowy albo montażu nowej elektrowni wodnej w miejsce instalacji zdemontowanej.

Jak można było przeczytać w uzasadnieniu do projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (projekt UD 89 w RCL): „Dla umożliwienia sprawnego i optymalnego kosztowo uruchomienia nowej instalacji OZE w miejsce instalacji uprzednio istniejącej zaproponowano przepisy doprecyzowujące możliwość wejścia do systemów FIT/FIP dla takich instalacji OZE. Zakłada

się, że takie rozwiązanie pozwoli na przywrócenie w systemie licznych małych elektrowni wodnych, które nie mogłyby, ze względów ekonomicznych, skorzystać z systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz nowego systemu wsparcia operacyjnego (kontynuacyjnego). W związku z powyższym wprowadzono zmiany w art. 70b ustawy OZE precyzujące obowiązki wytwórcy energii elektrycznej w takiej elektrowni wodnej w zakresie koniecznych do przedstawienia Prezesowi URE dokumentów i oświadczeń zarówno po demontażu istniejącej uprzednio instalacji OZE, jak i w zakresie budowy albo montażu nowej instalacji OZE w tym samym miejscu. Należy przy tym zaznaczyć, że zgodnie z projektowaną normą w art. 70b ust. 4 pkt 1a ustawy OZE jest wymagana rozbiórka lub demontaż wszystkich elementów i urządzeń niezbędnych do wytworzenia energii elektrycznej. Przepis art. 70b ust. 11² ustawy OZE precyzuje przy tym, jakie dokumenty taki wytwórca ma przekazać operatorowi rozliczeń energii odnawialnej oraz sprzedawcy zobowiązanemu.”

Warto dodać, że wspomniane wyżej nowe przepisy dotyczą wyłącznie elektrowni wodnych i tylko tych, których moc nie przekracza 1 MW. Po przedłożeniu odpowiednich dokumentów będą one uprawnione do korzystania wyłącznie z systemu FIT albo FIP (nie przewidziano możliwości korzystania z systemu aukcyjnego) w taki sam sposób jak instalacje w nowych, niewykorzystywanych wcześniej na cele hydroenergetyczne miejscach.

Oprócz standardowych dokumentów, które należy dołączyć do deklaracji o zamiarze korzystania z systemu FIT/FIP, wytwórcy planujący *repowering*, aby uzyskać zaświadczenie uprawniające ich do wsparcia, będą musieli przedłożyć do URE dodatkowo: protokół demontażu lub rozbiórki istniejącej uprzednio instalacji OZE, dokument potwierdzający demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, wystawiony przez operatora systemu dystrybucyjnego, informację o wykreśleniu istniejącej uprzednio instalacji OZE z rejestru lub kopię informacji o zakończeniu wytwarzania w mikroinstalacji przekazanej operatorowi systemu dystrybucyjnego oraz oświadczenie wytwórcy o likwidacji środka trwałego w postaci istniejącej uprzednio instalacji OZE w ewidencji środków trwałych przedsiębiorstwa wytwórcy.

Natomiast po zakończeniu montażu lub budowy nowej instalacji OZE w miejscu poprzednio rozebranej lub zdemontowanej, wytwórcy będą zobowiązani przedstawić: protokół montażu lub budowy nowej instalacji OZE potwierdzony przez osobę z uprawnieniami do kierowania robotami budowlanymi, oświadczenie o zakończeniu montażu lub budowy nowej instalacji i spełnianiu przez nią ustawowych wymagań oraz oświadczenie o upływie terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy albo zaświadczenie organu nadzoru budowlanego o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu albo kopię pozwolenia na użytkowanie nowej instalacji albo kopię decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego albo potwierdzenie uzyskane od organu nadzoru budowlanego, że zgłoszony zakres prac

budowlanych nie wymaga zawiadomienia o zakończeniu budowy.

Opisane wyżej przepisy są klarowne i potrzebne. Ich przyjęcie nie wzbudzało żadnych wątpliwości ani w Sejmie ani w Senacie. Również Prezydent zaznaczał, że w zawetowanej ustawie część przepisów spotyka się z jego uznaniem.

W związku z powyższym TRMEW we współpracy z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, a także innymi organizacjami branżowymi stara się o „przeniesienie” przepisów o *repoweringu* do innego projektu zmieniającego ustawę o OZE. Pracujemy nad tym, aby stało się to jak najszybciej, gdyż prezydenckie weto utrzymuje blokadę procesów unowocześniania i odtwarzania mocy wytwórczych w MEW, także w tych lokalizacjach, w których stan techniczny dotychczas działających instalacji MEW uniemożliwia ich dalszą, bezpieczną eksploatację.

Autorka

Ewa Malicka, mgr, w roku 1997 ukończyła studia z zakresu zarządzania i marketingu na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, a w roku 2003 z zakresu filozofii na Wydziale Nauk Społecznych tej samej uczelni. Pracuje w rodzinnej firmie zajmującej się eksploatacją małych elektrowni wodnych. W 2009 roku rozpoczęła współpracę z Towarzystwem Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych w zakresie spraw międzynarodowych, reprezentując TRMEW w Zarządzie Europejskiego Stowarzyszenia Małej Energetyki Wodnej (ESHA), a następnie w Europejskiej Federacji Energetyki Odnawialnej (EREF). Od 2011 roku zasiada w Zarządzie TRMEW, od 2014 roku będąc jego wiceprezeską, a od 2017 roku - prezeską. W TRMEW zajmuje się przede wszystkim przygotowywaniem opinii i komentarzy Stowarzyszenia do aktów prawnych oraz przedstawianiem stanowisk TRMEW w procesie konsultacyjnym.

4.6 Branżowe Centrum Umiejętności i kwalifikacje zawodowe branży elektroenergetycznej w dziedzinie energetyka wodna – prezentacja i aktualny status projektu

Michał Lis

Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Grudziądz
e-mail: michal.lis@energetykawodna.info

Koncepcja branżowych centrów umiejętności

Od 2023 roku Fundacja Rozwoju Systemu Edukacji (FRSE) na zlecenie Ministerstwa Edukacji i Nauki ogłosiła kilka edycji konkursów skierowanych do przedstawicieli poszczególnych branż, których celem było utworzenie 120 nowoczesnych branżowych centrów umiejętności (BCU) w partnerstwie podmiotów branżowych oraz organów prowadzących szkoły kształcące w zawodach i centra kształcenia zawodowego. Inwestycje finansowane są w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności, w Komponentcie A „Odporność i konkurencyjność gospodarki”, jako inwestycja A3.1.1 „Wsparcie rozwoju nowoczesnego kształcenia zawodowego, szkolnictwa wyższego oraz uczenia się przez całe życie”.

Formuła BCU jest nowością w systemie oświaty. Centra mają być zaawansowanymi technologicznie ośrodkami kształcenia, szkolenia i egzaminowania w danej branży, a z ich oferty korzystać mają uczniowie, studenci, nauczyciele, wykładowcy oraz pracownicy branż.

Dzięki zaangażowaniu branż projekty te mają łączyć biznes z edukacją zawodową i zapewniać trwałą współpracę pomiędzy branżami, szkołami zawodowymi i uczelniami.

BCU mają pełnić cztery funkcje: edukacyjno-szkoleniową, integrująco-wspierającą, innowacyjno-rozwojową i doradczo-promocyjną.

BCU energetyka wodna w Marszewie

23 września 2024 r. w ramach IV naboru wniosków w tzw. 2. edycji konkursu uzupełniającego do finansowania zatwierdzono projekt „Utworzenie i wsparcie funkcjonowania Branżowego Centrum Umiejętności dla branży elektroenergetycznej w dziedzinie Energetyka odnawialna (wodna) w Zespole Szkół Centrum Kształcenia Rolniczego w Marszewie”.

Przedsięwzięcie polega na budowie nowoczesnego centrum edukacyjnego, zakupie wyposażenia umożliwiającego kształcenie w dziedzinie energetyki wodnej oraz przeszkolenie 300 uczestników, w tym uczniów, studentów, osób dorosłych i nauczycieli kształcenia zawodowego.

Zadaniem BCU będzie kształcenie poprzez szeroką gamę szkoleń i kursów przyszłych kadr w branży hydroenergetycznej, upowszechnianie współpracy środowiska kształcenia zawodowego, nauki, biznesowego, promowanie energetyki wodnej i wskazywanie jej potencjału rozwojowego.

BCU na bieżąco będzie definiować i reagować na potrzeby pracodawców i dostosowywać działania w obszarze kształcenia i doskonalenia zawodowego. Uczestnicy kursów i szkoleń pozyskają wymaganą wiedzę i kwalifikacje, adekwatne do potrzeb zmieniającego się rynku pracy.

Działania inwestycyjne zakończą się 31 grudnia 2025, a od początku 2026 roku rozpoczną się szkolenia. Pierwsza część szkoleń realizowanych w ramach projektu zakończy się w połowie roku 2026.

W ramach działań BCU przewidziano także wpisanie do Zintegrowanego Systemu Kwalifikacji (ZSK) opracowanej i opisanej przez partnerów branżowych nowej kwalifikacji z zakresu edukacji pozaformalnej (sektorowej) pod nazwą „Obsługiwanie urządzeń hydroenergetycznych”. Tym samym BCU stanie się ośrodkiem egzaminacyjnym w zakresie egzaminów zawodowych nowo wpisanej do ZSK kwalifikacji sektorowej.

Partnerzy projektu

Liderem projektu jest Zespół Szkół Centrum Kształcenia Rolniczego w Marszewie w województwie wielkopolskim, którego organem prowadzącym jest Minister Rolnictwa i Rozwoju Wsi. Szkoła od 2014 r. kształci młodzież w zawodzie technik urządzeń i systemów energetyki odnawialnej.

Partnerem branżowym projektu jest Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych z (TRMEW), a partnerami branżowymi dodatkowymi są Towarzystwo Elektrowni Wodnych (TEW) i Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Partnerem dodatkowym projektu jest również Fundacja EKO LOGIKA.

Autor

Michał Lis, mgr geografii, mgr GIS, w roku 2010 ukończył studia magisterskie na Wydziale Biologii i Nauk o Ziemi Uniwersytetu Jagiellońskiego o specjalności geografia społeczno-ekonomiczna. W roku 2014 uzyskał tytuł magistra GIS w Centrum Geoinformatyki Uniwersytetu Parisa Lodrona w Salzburgu oraz ukończył studia podyplomowe UNIGIS na wydziale Biologii i Nauk o Ziemi Uniwersytetu Jagiellońskiego. Od roku 2010 pracował w Instytucie OZE. Zakres jego kompetencji obejmował między innymi analizy potencjału OZE, opracowanie dokumentacji przygotowawczo-analitycznych inwestycji oraz prowadzenie portalu IOZE.pl. Od roku 2012 do chwili obecnej pełni funkcję redaktora prowadzącego czasopisma „Energetyka Wodna”. Od 2017 roku do chwili obecnej sprawuje funkcję doradcą w Radzie Ekspertów Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW), a od stycznia do maja 2023 roku obejmował stanowisko specjalisty ds. organizacji w TRMEW. Od 2022 należy również do grupy roboczej EREF SHP Chapter. Pasjonat hydroenergetyki, wspiera działania rozwojowe i wizerunkowe grupy IOZE.

Sesja V

Infrastruktura hydrotechniczna

Session V

Hydraulic civil engineering infrastructure

- 5.1. Zygmunt Kowalski, Agnieszka Makara, Marcin Banach:
Kaskada Nysy Kłodzkiej – koncepcja odbudowy retencji i gospodarcze wykorzystanie osadów dennych
- 5.2. Andrzej Polniak:
Jazy powłokowe w systemach retencji
- 5.3. Ewa Malicka:
Repowering MEW, czyli budowa albo montaż nowej elektrowni wodnej w miejsce instalacji zdemontowanej
- 5.6. Michał Lis
Branżowe Centrum Umiejętności i kwalifikacje zawodowe branży elektroenergetycznej w dziedzinie energetyka wodna – prezentacja i aktualny status projektu

5.1 Kaskada Nysy Kłodzkiej – koncepcja odbudowy retencji i gospodarcze wykorzystanie osadów dennych

Zygmunt Kowalski

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
PAN, Kraków
e-mail: zkow@meeri.pl

W skład Kaskady Nysy Kłodzkiej wchodzi cztery zbiorniki retencyjne: Topola, Kozielno, Nyski i Otmuchowski, zlokalizowane w środkowym biegu Nysy Kłodzkiej. Zbiornik Topola, wybudowany w latach 1995–2003, ma pojemność 21,68 mln m³, a zbiornik Kozielno, eksploatowany od 2003 r., 16,3 mln m³. Wraz z położonym powyżej niego zbiornikiem Topola tworzy on Zalew Paczkowski. Zbiornik Otmuchowski, uruchomiony w 1933 r., ma maksymalną pojemność 125 mln m³, natomiast zbiornik Nyski o pojemności 123,4 mln m³ został oddany do użytku w 1972 r.

Proponuje się wykorzystanie osadów dennych, po ich wydobyciu i przetworzeniu, jako kruszywa drobnoziarnistego. Uziarnienie odpowiada pyłom o zawartości frakcji piaskowej 8,5%, pyłowej 83% oraz ilowej 8,5%. Gęstość właściwa wynosi 2,53 g/cm³, straty prażenia 4,67%, a średnia wilgotność 24,8%. Wydobyte i przetworzone osady dennie ze zbiorników wodnych mogą być stosowane do budowy wałów przeciwpowodziowych, dróg, plaż i nabrzeży. Wymogi dotyczące parametrów, jakie powinny spełniać takie materiały, określają właściwe normy budowlane. Technologia zagospodarowania osadów dennych wzorowana jest na metodzie wdrożonej w ZG Trzebieńka do utylizacji odpadów poflotacyjnych z produkcji rud cynku i ołowiu, stosowanej do produkcji podsadki samozestalającej (zamiennika piasku). Instalacja działała przez 4 lata, produkując ok. 0,5 mln m³ mieszanin rocznie. Osady poflotacyjne zawierają kilkanaście procent frakcji piaszczystej, do 4% frakcji ilastej oraz do 80% mułów.

Zaproponowano wydobycie i przetworzenie takiej ilości osadów dennych, aby ich objętość nie przekraczała 30% pojemności każdego ze zbiorników Kaskady Nysy Kłodzkiej. Pozwoliłoby to na zmagazynowanie ponad 200 mln m³ wody, co stanowiłoby wystarczające zabezpieczenie zarówno przeciwpowodziowe, jak i przeciwususzowe dla rejonu Nysy Kłodzkiej. Realizacja przedsięwzięcia wymagałaby wydobycia około 17 mln m³ osadów w ciągu 8 lat. Jako instalację doświadczalno-produkcyjną do przetwarzania materiału osadowego zaproponowano adaptowane mobilne węzły betoniarские typu MWB o wydajności 40 m³/h. Ich zaletą jest brak konieczności uzyskania pozwolenia na budowę oraz szybka instalacja i uruchomienie produkcji. Technologia wytwarzania kruszywa wymaga dopracowania w zależności od składu fizykochemicznego osadów, przyjętych receptur oraz specyfiki danego węzła betoniarского. Szacunkowe nakłady na zakup, adaptację, opracowanie technologii i eksploatację jednego mobilnego

Agnieszka Makara, Marcin Banach

Politechnika Krakowska im Tadeusza Kościuszki,
Kraków

węzła wynoszą około 3 mln zł. Ceny piasku i żwiru w Polsce sięgają 60 zł/t, natomiast koszty przerobu osadów na kruszywa oszacowano na 65 zł/t. Wartość produkcji kruszyw mogłaby wynieść ok. 1,658 mld zł rocznie, przy nakładach inwestycyjnych rzędu 153 mln zł. Oznacza to wysoką opłacalność ekonomiczną przedsięwzięcia.

Metoda przetwarzania osadów na substytut piasku i żwiru mogłaby być zastosowana również w innych zbiornikach retencyjnych w Polsce, rozwiązując problem narastania osadów. Zastąpienie części surowców naturalnych (piasków drobnoziarnistych) kruszywami produkowanymi na bazie osadów wpisuje się w założenia Gospodarki o Obiegu Zamkniętym, obejmującej substitucję surowców naturalnych przetworzonymi odpadami, ich recykling i ponowne wykorzystanie (*reuse*).

Autorzy

Zygmunt Kowalski, prof. dr hab. inż. w roku 1969 ukończył studia na Wydziale Matematyki, Fizyki i Chemii Uniwersytetu Jagiellońskiego. W 1978 r. uzyskał stopień doktora nauk technicznych na Wydziale Chemii i Fizyki Technicznej Wojskowej Akademii Technicznej w Warszawie, a w 1992 r. stopień doktora habilitowanego na Wydziale Chemicznym Politechniki Warszawskiej. W 2001 r. uzyskał tytuł profesora nauk technicznych. Obecnie pracuje w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie. Specjalność: technologia związków nieorganicznych i inżynieria środowiska.

Agnieszka Makara, prof. dr hab. inż. w roku 2007 ukończyła studia na Wydziale Inżynierii i Technologii Chemicznej Politechniki Krakowskiej. W 2018 roku, w ZUT w Szczecinie, uzyskała stopień doktora habilitowanego nauk technicznych, w dyscyplinie technologia chemiczna. W 2024 roku uzyskała tytuł profesora nauk inżynieryjno-technicznych, w dyscyplinie inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka. Pracuje w Katedrze Technologii Chemicznej i Analityki Środowiskowej na Wydziale Inżynierii i Technologii Chemicznej PK. Specjalność: technologia chemiczna nieorganiczna, biotechnologia środowiska i inżynieria środowiska.

Marcin Banach, prof. dr hab. inż. w 2006 roku ukończył studia na Wydziale Inżynierii i Technologii Chemicznej Politechniki Krakowskiej. W 2009 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych, a w 2013 roku – stopień doktora habilitowanego na macierzystym wydziale. W 2022 roku otrzymał tytuł profesora nauk inżynieryjno-technicznych w dyscyplinie inżynieria chemiczna. Pracuje w Katedrze Technologii Chemicznej i Analityki Środowiskowej na Wydziale Inżynierii i Technologii Chemicznej PK. Specjalność: technologia chemiczna nieorganiczna, nanotechnologia, bionanotechnologia.

5.2 Jazy powłokowe w systemach retencji

Andrzej Polniak

AQUA-Tech Sp. z o. o.
e-mail: andrzej@aqua-tech.info.pl



Jaz powłokowy to **ruchoma budowla piętrząca wodę** umieszczana w korycie ciek (rzeki, potoku lub rowu), która składa się z kompozytowej powłoki wielowarstwowej, wypełnianej wodą (typ hydrauliczny) lub powietrzem (typ pneumatyczny), umożliwiającej regulację piętrzenia i utrzymanie (samoczynne, grawitacyjne) zaplanowanego normalnego poziomu piętrzenia ciek (NPP). Powłoki jazowe najczęściej montowane są w żelbetowym doku składającym się z leżaka dennego oraz przyczółków bocznych za pomocą kształtowników mocujących wyposażonych w śruby nierdzewne. W przypadku obiektów modernizowanych np. jazów stałych doposażonych w zamknięcie ruchome, istnieje możliwość kotwienia powłoki jazowej za pomocą szpilek nierdzewnych w istniejącym korpusie żelbetowym jazu.



Fot.1. Jaz powłokowy MEW Kopice rz. Nysa Kłodzka wspierający odbudowę torfowisk (AQUA-Tech 2021)

Rola jazów powłokowych w systemach retencji

Jazy powłokowe są doskonałym rozwiązaniem dla celów **retencji korytowej (dolinowej)** – czyli dla okresowego zatrzymywania (piętrzenia) wody w korycie rzeki lub ciek, co pozwala na polepszenie bilansu wodnego zlewni poprzez:

- zatrzymanie opadów oraz opóźnienie odpływu powierzchniowego,
- zwiększenie poziomu wód gruntowych w pobliżu obiektu dla celów rolniczych i ekosystemów przyległych - szczególnie dla odtwarzania bagien i torfowisk,
- możliwość wykorzystania zgromadzonej wody w cofce zbiornika korytowego do nawodnień rolniczych lub melioracji,

- zmniejszenie skutków suszy dzięki utrzymaniu zadanego poziomu wody, a także poprawa warunków ekologicznych (np. wilgotność gleby, siedliska wodne, itp.).

Zalety systemów powłokowych

Systemu powłokowy dzięki swojej konstrukcji doskonale spełnia rolę regulacji piętrzenia. Dzięki zdolności do samoczynnej zmiany wysokości piętrzenia, w okresach niżówek, jaz podnosi się w kierunku górnego (zadanego) poziomu piętrzenia i zatrzymuje wodę w korycie ciek. Przy wysokich stanach wód, system grawitacyjny upuszcza wodę (powietrze) z zasobnika opróżnianego – częściowo lub do całkowitego opróżnienia, umożliwiając swobodny przepływ wody w ciek, co zmniejsza ryzyko powodzi. Przykładem takiego obiektu jest autonomiczny jaz piętrzący w Kamiennej Górze, rz. Zadrna.



Fot.2. Autonomiczny jaz powłokowy Kamienna Góra, rz. Zadrna (AQUA-Tech 2022)

System sterowania (pompa napełniająca, automatyka sterująca) jazu zasilany jest energią odnawialną (PV+wiatr). Podczas niżówek system uruchamia pracę pompy zasilającej i pompuje wodę z rzeki do zasobnika powłokowego podnosząc piętrzenia rzeki. Z kolei podczas podnoszenia się wody w rzece spowodowanej wysokim przepływem, zawór grawitacyjny uruchamia się samoczynnie (bez użycia energii) i opróżnia zasobnik powłokowy z wody obniżając piętrzenie. W opisanym lokalizacji, do czasu modernizacji wykonanej w 2022r., funkcjonował melioracyjny jaz stały wybudowany w latach 70-tych. Podczas nagłych opadów rzeka Zadrna wielokrotnie zalewała okoliczne domy i drogę wojewódzka przebiegającą obok. Po modernizacji, dzięki obniżeniu poziomu przelewu stałego, problem został rozwiązany. W okresach suchych jaz piętrzy wodę znacznie

wyżej aniżeli wcześniej – wspomagając ujęcie wody dla zbiornika retencyjno-rekreacyjnego, natomiast podczas przepływów powodziowych światło jazowe otwiera się znacznie szerzej (jaz opada niżej, aniżeli wcześniej działający jaz stały), dzięki czemu rzeka nie zalewa już okolicznych domów i drogi.

Bezpieczeństwo ekologiczne

Jazy powłokowe wykonane z materiałów kompozytowych są odporne na korozję, oraz pracę w warunkach zimowych (mrozoodporne) i nie wymagają częstych konserwacji. Obiekty takie nie wymagają zabezpieczenia antykorozyjnego (malowania), czy też smarowania systemów podnoszenia, które potencjalnie mogą skażać wodę. Użycie materiałów mniej szkodliwych, nie reagujących w wodzie, oraz możliwość automatycznego reagowania (grawitacyjne opuszczenie jazu) - zmniejsza ryzyko awarii systemu oraz gwarantuje bezpieczeństwo powodziowe i ekologiczne. Tego typu obiekty mogą być stosowane przy różnych piętrzeniach – niskich i średnich (do 5 m), w różnych warunkach hydrologicznych. Możliwa jest integracja takiego systemu z istniejącymi budowlami. W porównaniu z budową dużych zbiorników retencyjnych, jazy powłokowe mogą być wdrażane szybciej, mniejszymi nakładami i w wielu miejscach, co sumarycznie może przynieść duży efekt retencyjny porównywalny z dużymi zbiornikami retencyjnymi nie tworząc jednocześnie zmian i zagrożeń środowiskowych typowych dla dużych obiektów retencyjnych.

Porównanie konstrukcji jazowych w kontekście kosztów i żywotności

- **Jazy stałe betonowe** tylko dla niskich piętrzeń – oferują niskie koszty budowy ze względu na brak ruchomych części i mechanizmów, niskie koszty eksploatacyjne, remonty betonu, erozja i inne degradacje mogą być kosztowne, jednak jazy stałe nie mają możliwości dostosowania do zmiennych warunków hydrologicznych; stałe jazy źle reagują na przepływy wysokie (mogą powodować podtopienia, ograniczać przepływ, gromadzą gruz rzeczny), brak regulacji zwiększa niebezpieczeństwo powodziowe;
- **Jazy stalowe klapowe** - przy bardzo prostych klapach i niskim piętrzeniu, mogą być tańsze w budowie, ale zmienne warunki atmosferyczne, szczególnie warunki zimowe zwiększają, nawet znacznie, koszty eksploatacyjne z tytułu konserwacji i ochrony antykorozyjnej. Mogą mieć dobrą trwałość konstrukcyjną, ale części ruchome (siłowniki) zwykle wymagają częstszej wymiany lub remontów. Alternatywą dla tych konstrukcji są kompozytowe jazy klapowe (z klapami wykonanymi z PEHD) z siłownikiem powłokowym typu pneumatycznego.



Fot.3.Kompozytowy jaz klapowy z siłownikiem pneumatycznym. Stopień wodny Brzeg rz. Odra (AQUA-Tech 2022)

- **Jazy powłokowe** oferują dobry kompromis, dużą elastyczność regulacji poziomu wody, niskie koszty eksploatacji, wyraźnie mniejsze nakłady na konserwację w porównaniu z typowymi stalowymi konstrukcjami ruchomymi; żywotność około 20-25 lat dla powłoki, cała konstrukcja może być używana bardzo długo, jeśli części betonowe zostały wykonane solidnie.



Fot.4. Jaz powłokowy. Stopień wodny Ostrów rz. Dunajec (AQUA-Tech 2024)

Autor:

Andrzej Polniak, inż., MBA, w 2005 r. ukończył Wyższą Szkołę Zarządzania Ochroną Pracy – Zakład Higieny Pracy i Inżynierii Środowiska; Zarządzanie i Inżynieria Produkcji; w 2025 r. ukończył studia podyplomowe MBA w Akademii Nauk Stosowanych Wincentego Pola w Lublinie – Wydział Nauk Społecznych; Master of Business Administration (MBA); od 2001 r. pracuje w branży OZE, opracował i wdrożył technologię wulkanizacji wielkogabarytowych powłok jazowych stosowanych w budowlach hydrotechnicznych; autor opracowań technologicznych i wdrożeń nowatorskich.

5.3 Kontrola stanu technicznego budowli hydroenergetycznych a bieżąca praktyka eksploatacyjna. Jak protokoły kontroli przekładają się na poprawę stanu technicznego

Katarzyna Trojanowska

Towarzystwo Elektrowni Wodnych

e-mail: kasia.seti@gmail.com

W pierwszym dniu konferencji zajmowaliśmy się sprawami ważnymi i wielkimi, na które jednak absolutnie nie mamy wpływu. Polityka energetyczna, a właściwie jej dojmujący brak już od co najmniej 30 lat, leży w gestii rządów i zmienia się zgodnie z kalendarzem wyborczym. Inwestycje w energetyce, zwłaszcza zaś w energetyce wodnej – to też sprawy rozstrzygane na najwyższych szczeblach z racji wysokich kosztów pieniężnych, środowiskowych i (znow) wyborczych. Ja chciałabym poruszyć sprawę małą, na którą jednak my, jako kadra inżynierska, możemy mieć wpływ. Może nie od razu, ale kropla draży kamień.

W Polsce funkcjonuje ponad 3500 budowli stale piętrzących wodę, w tym 327 zapór, 2284 jazy, 130 śluz żeglugowych oraz 383 elektrownie wodne (stan na rok 2015 za raportem NIK [9]). Obiekty te pracują w różny sposób, w różnych warunkach, są stale narażone na uszkodzenia wynikające z warunków zewnętrznych. Ponad 30% z nich pracuje już ponad 50 lat, z czego większość tych starszych to budowle ziemne. Tak długi okres eksploatacji, wg Międzynarodowego Komitetu Wielkich Zapór ICOLD sprzyja wzrostowi prawdopodobieństwa wystąpienia awarii i wymaga szczególnie uważnej kontroli obiektów.

I o ten stan techniczny budowli hydrotechnicznych właśnie chodzi. Wydawałoby się, że sprawa jest prosta i jednoznaczna. Artykuł 61 ustawy Prawo budowlane mówi wprost, że.

„Właściciel lub zarządca obiektu budowlanego jest obowiązany:

- 1) utrzymywać i użytkować obiekt zgodnie z zasadami, o których mowa w art. 5 ust. 2;
- 2) zapewnić, dochowując należytej staranności, bezpieczne użytkowanie obiektu w razie wystąpienia czynników zewnętrznych oddziałujących na obiekt, związanych z działaniem człowieka lub sił natury, takich jak: wyładowania atmosferyczne, wstrząsy sejsmiczne, silne wiatry, intensywne opady atmosferyczne, osuwiska ziemi, zjawiska lodowe na rzekach i morzu oraz jeziorach i zbiornikach wodnych, pożary lub powódzie, w wyniku których następuje uszkodzenie obiektu budowlanego lub bezpośrednie zagrożenie takim uszkodzeniem, mogące spowodować zagrożenie życia lub zdrowia ludzi, bezpieczeństwa mienia lub środowiska.”

Gdyby powyższe zalecenia były ściśle przestrzegane, nie byłoby tematu, każdy bowiem obiekt budowlany byłby użytkowany w sposób zgodny z jego przeznaczeniem i wymaganiami ochrony środowiska oraz utrzymywany w należyтым stanie technicznym i estetycznym, jego zaś właściwości użytkowe i sprawność techniczna nie pogorszałyby się nadmiernie. O tym, że nie wszystko wygląda idealnie, przekonała nas zeszłoroczna powódź na Dolnym Śląsku. Oprócz zniszczeń wywołanych ewidentnie zmianami klimatu i wzrostem intensywności zjawisk ekstremalnych zdarzały się też awarie wywołane niewłaściwym stanem technicznym obwałowań i budowli.

Do podjęcia tematu skłoniła mnie też długoletnia obserwacja eksploatacji, stanu technicznego i realizacji zaleceń pokontrolnych wykonywanych w trybie Art. 62 ustawy Prawo budowlane. Jak bowiem wygląda praktyka w zakresie budowli hydrotechnicznych służących energetyce wodnej?

Te największe i należące do infrastruktury krytycznej obiekty – I i II klasy – zazwyczaj posiadają ASTKZ, który spełnia wytyczne wykonywania badań, pomiarów, ocen stanu technicznego oraz ocen stanu bezpieczeństwa budowli piętrzących wodę [3], [7]. Wytyczne te opracował Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej PIB (ostatnie wydanie 2020 r.), który z mocy ustawy Prawo wodne jest państwową służbą hydrologiczną – meteorologiczną zobowiązaną do wykonywania badań i pomiarów pozwalających na opracowanie oceny stanu technicznego i stanu bezpieczeństwa – wykonywanie tych ocen w odniesieniu do budowli piętrzących stanowiących własność Skarbu Państwa. Nawiasem mówiąc ani te wytyczne, ani ich poprzednie wydanie z 2015 r. nie doczekały się zatwierdzenia przez właściwego ministra, co w raporcie z 2016 r. wytknęła NIK [9].

Jak wygląda stan techniczny i bezpieczeństwa tych właśnie budowli? Mówi o tym poniższa tabela sporządzona na podstawie publikacji w „Inżynierze Budownictwa” [5].

Raport dotyczy wprawdzie stanu sprzed dwóch lat i tylko ZBH (zespołów budowli hydrotechnicznych) we władaniu najzasobniejszego właściciela, Skarbu Państwa, który nie musi przynosić za wszelką cenę krótkookresowego zysku udziałowcom, a i tak sytuacja odbiega od idealnej. Istnieje tendencja do odsuwania kosztowniejszych za-biegów eksploatacyjnych na lepsze czasy, „no, bo przecież nie widać – tak na oko laika –

żeby się obiekt miał przewrócić”. Sęk w tym, że kiedy zaczyna być cokolwiek widać, konieczna jest nie mała konserwacja, tylko solidny remont, wymiana dużego elementu albo odbudowa fragmentu konstrukcji. A koszt takich prac wielokrotnie przekracza kwotę „zaosz-

czędzoną” poprzez niewykonanie o czasie prac bieżących. Nie tylko w Polsce jest z tym problem, taka na przykład bogata Francja też nie jest w stanie sprostać kumulacji remontów i kosztów wynikających z zaniedbań i szukania pozornych oszczędności.

Obszar	Ilość ZBH na obszarze	Stan techniczny			Stan bezpieczeństwa		
		niedostateczny	dostateczny	dobry	zagrożający bezpieczeństwu	niezagrożający bezpieczeństwu z uwagami	niezagrożający bezpieczeństwu
Polska	108	21%	53%	26%	17%	39%	44%
RZGW	Białystok	1	0%	100%	0%	0%	100%
	Bydgoszcz	3	0%	67%	33%	0%	33%
	Gdańsk	12	0%	67%	33%	8%	25%
	Gliwice	18	33%	44%	22%	22%	50%
	Kraków	22	36%	55%	9%	36%	45%
	Lublin	1	0%	100%	0%	0%	100%
	Poznań	12	8%	75%	17%	0%	17%
	Rzeszów	5	0%	40%	60%	0%	0%
	Szczecin	1	0%	100%	0%	0%	0%
	Warszawa	8	0%	38%	63%	0%	25%
	Wrocław	25	32%	40%	28%	20%	52%

Z. Dmitruk, E. Sieiński, M. Sieiński, M. Wiatkowski, *Raport o stanie bezpieczeństwa budowli piętrzących wodę w Polsce wg stanu na dzień 31.12.2023 r.* Centrum Technicznej Kontroli Zapór IMGW-PIB

Nie ma raportu, który obejmowałby całościowo budowlę piętrzącą niezależnie od klasy i statusu właściciela, dostępne wszakże opracowania cząstkowe, nawet przeprowadzane wyrywkowo, potwierdzają moje obserwacje. A są one następujące:

1. większość budowli hydrotechnicznych poddawana jest okresowym kontrolom z Art. 62 ustawy Prawo budowlane
2. stan techniczny budowli hydrotechnicznych systematycznie się pogarsza, przybywa obiektów w dostatecznym stanie technicznym i ocenianych, jako niezagrożących bezpieczeństwu z uwagami, przy czym ilość uwag zwiększa się,
3. szczególne narażone na utratę właściwych parametrów technicznych są ziemne budowle, zarówno stałe, jak i okresowo piętrzące wodę; większość w nich jest w wieku senioralnym (65+), co powoduje rozwój zjawisk filtracyjnych i osiadanie; do pogorszenia ich stanu technicznego przyczyniło się dodatkowo zaniechanie wykaszania zapór i wałów ziemnych i rozwój roślinności, łącznie z porostem drzew i krzewów o rozbudowanych systemach korzeniowych wykazujących naturalną hydrotaksję dodatnią,
4. zalecenia i uwagi zawarte w protokołach stanu technicznego i stanu bezpieczeństwa są nagminnie lekceważone przez właścicieli budowli – te dotyczące małego zakresu prac, jako zbyt banalne, te poważne jako zbyt drogie,
5. szczególny niepokój budzi brak reakcji na zalecenie odtworzenia bądź uzupełnienia sieci pomiarowej obiektu do stanu wymaganego przez Rozporządzenie [3] i Wytyczne [7],

6. widoczne jest traktowanie przez właścicieli protokołów pokontrolnych jako czegoś, co „ma być, bo ustawa wymaga”, a nie jako wskazówek dla służb eksploatacyjnych i remontowych.

Powyższe zjawiska miałam okazję zaobserwować niejako „z dwóch stron” – jako pracownik odpowiedzialny (ale nie decyzyjny!) ze strony właściciela budowli, jak i jako osoba prowadząca kontrole – i wpisująca po raz czasem dziesiąty „nie wykona-no zaleceń”. Dotyczy to zresztą nie tylko budowli piętrzących, ale i budownictwa „we wszystkich smakach”.

Teoretycznie dane na temat stanu wszystkich budowli wodnych powinien mieć Ośrodek Technicznej Kontroli Zapór, ale jego dane są wycinkowe, ograniczają się do zespołów budowli I i II klasy. OTKZ jest zobligowany ustawowo do zbierania tych danych i corocznego raportowania Rządowi RP – co czyni. Dużo pełniejszą dokumentacją stanu budowli dysponuje Główny Inspektor Nadzoru Budowlanego. Wojewódzkie inspektoraty, co roku zbierają na swoim terenie takie dane i raport – choć tu nie ma wymogów ustawowych – również trafia do Rządu RP.

Ale to tylko przepływ informacji, które najczęściej trafiają na półkę i rzadko bywają przedmiotem analiz.

Jedyną sytuacją wymuszającą podjęcie działań, mających na celu wypełnienie zaleceń pokontrolnych jest zgłoszenie do nadzoru budowlanego – wymagane od kontrolującego w przypadku, gdy obiekt jest w stanie zagrożającym bezpieczeństwu. Nadzór budowlany przeprowadza wówczas dodatkową kontrolę i może nakazać zabezpieczenie zagrożającego obiektu; w przypadku obiektów piętrzących najczęściej po-przez obniżenie

piętrzenia, do czasu przywrócenia sprawności obiektu. I wtedy właściciel nie patrzy na „straty” z powodu konieczności wykonania prac, tylko pośpiesz-nie i za dużo większy pieniądź niż kilka lat wcześniej przywraca pożądaną stan techniczny obiektu. Skąpy dwa razy traci.

To jednak są sytuacje ekstremalne.

Jak zatem my, inżynierowie eksploatujący i kontrolujący budowle piętrzące mamy sobie radzić z postępującą na naszych oczach degradacją obiektów, które powierzono naszej opiece? Przecież za pensję inżyniera nie przeprowadzę wymaganego przez kontrolujących remontu betonów jazu czy doszczelnienia korpusu zapory ziemnej. Podejrzewam, że nawet odtworzenie sieci piezometrów na zaporze znacz-nie przekroczyłoby mój domowy budżet (a po drugie: dlaczego ja, skoro nie jestem właścicielem?). Ze świadomością zagrożeń technicznych wśród kadry decyzyjnej bywa różnie, spotkałam się już nawet kiedyś z dictum: „A jaką mi pani da gwarancję, że jak nie wykonamy zaleceń, to się obiekt zawali?”

Może pomysł wpisania do ustawy konieczności reakcji nadzoru budowlanego na trzykrotne czy pięciokrotne wpisanie przez kontrolującego „nie wykonano zaleceń” coś by w tej materii zmienił? W dobie coraz powszechniejszych elektronicznych książek obiektu budowlanego nie jest to zadanie niewykonalne, wystarczy odpowiednio znowelizować Prawo budowlane i napisać program sygnalizujący właściwemu inspektorowi nadzoru budowlanego wystąpienie „granicy cierpliwości”.

Poddaję pomysł pod dyskusję, bo stan techniczny i stan bezpieczeństwa budowli piętrzących w Polsce budzi coraz większe zaniepokojenie kadry inżynierskiej

Przywołania

1. Ustawa z dnia 20 lipca 2017 Prawo wodne
2. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 Prawo budowlane
3. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 kwietnia 2007 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle hydrotechniczne i ich usytuowanie
4. Ryszard Piwoński: *Bezpieczeństwo budowli hydrotechnicznych piętrzących wodę* [w:] Inżynier Budownictwa 10/2024
5. Maciej Sieński, Tomisław Gołębiowski, Dagmara Zelaya – Wziętek, Zbigniew Dmitruk: *Stan budowli piętrzących w Polsce – cz. I* [w:] Inżynier Budownictwa 6/2024
6. Sprawozdanie z działalności państwowej służby do spraw bezpieczeństwa budowli piętrzących w 2020 roku; IMGW – PIB, 2021
7. Wytyczne wykonywania badań, pomiarów, ocen stanu technicznego oraz ocen stanu bezpieczeństwa budowli piętrzących wodę; IMGW – PIB, 2020
8. Alicja Gruszecka: *Nadzór nad stanem technicznym i stanem bezpieczeństwa. Wodne budowle piętrzące* [w:] Kontrola Państwowa nr 5/2016
9. Nadzór nad stanem technicznym i stanem bezpieczeństwa wodnych budowli piętrzących – Informacja o wynikach kontroli NIK, 2016

Autor

Katarzyna Trojanowska, mgr inż., absolwentka Instytutu Hydrotechniki Politechniki Gdańskiej. Od 1982 r. związana zawodowo z energetyką wodną. Do 2021 r. była zatrudniona na stanowisku głównego specjalisty ds. hydrotechniki w ENERGA Wytwarzanie SA. Od 1997 r. w Towarzystwie Elektrycznym Wodnych, w latach 2003-2008 oraz obecnie Sekretarz Zarządu TEW. Członek założyciel Ogólnokrajowego Stowarzyszenia „Poszanowanie Energii i Środowiska” SAPE Polska. Autorka wielu publikacji popularyzujących energetykę wodną.

5.6 Możliwość budowy na terenie zalewowym – analiza przypadku

Leszek Opyrchal

Wojskowa Akademia Techniczna, Warszawa
e-mail: leszek.opyrchal@wat.edu.pl

Wstęp

Skutkiem wielkich powodziach jakie dotknęły teren Polski w 1997 i 2010 r. było zwrócenie uwagi na fakt, że największe straty spowodowane powodzią, zanotowano na terenach, które potencjalnie mogły zostać zalane w trakcie wezbrania. Dlatego podjęto prace nad wyznaczeniem terenów zalewowych. Stało się oczywiste, że należy ograniczyć możliwość budowy nowych budynków i budowli na terenach, które mogą zostać zalane podczas powodzi. Wprawdzie prawo nie wyklucza nowej budowy na terenie zalewowym, jednakże w praktyce zostało to znacząco utrudnione. Przypadek próby uzyskania stosownej zgody na zabudowę działki położonej w miejscowości XXXX i argumentację jaka została zastosowana, omawia niniejszy artykuł.

Przedstawienie problemu

Zgodnie z art. 166 ust 1 pkt 2 Ustawy Prawo Wodne „poziom zagrożenia powodziowego wynikający z wyznaczenia obszarów szczególnego zagrożenia powodzią uwzględnia się w decyzjach o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego oraz decyzjach o warunkach zabudowy”. Dokonując tychże uzgodnień Wody Polskie uwzględniają „nie tylko prawdopodobieństwo wystąpienia powodzi i poziom zagrożenia powodziowego, lecz także proponowaną zabudowę oraz aktualne zagospodarowanie terenu i jego dotychczasowe przeznaczenie” (art. 166 ust 3. ustawy Prawo Wodne).

Obszar szczególnego zagrożenia powodzią zdefiniowany w art. 16, pkt. 34 ustawy Prawo Wodne to:

- obszary, na których prawdopodobieństwo wystąpienia powodzi jest średnie i wynosi 1%,
- obszary, na których prawdopodobieństwo wystąpienia powodzi jest wysokie i wynosi 10%,
- obszary między linią brzegu a wałem przeciwpowodziowym lub naturalnym wysokim brzegiem, w który wbudowano wał przeciwpowodziowy, a także wyspy i przymuliska, o których mowa w art. 224, stanowiące działki ewidencyjne.

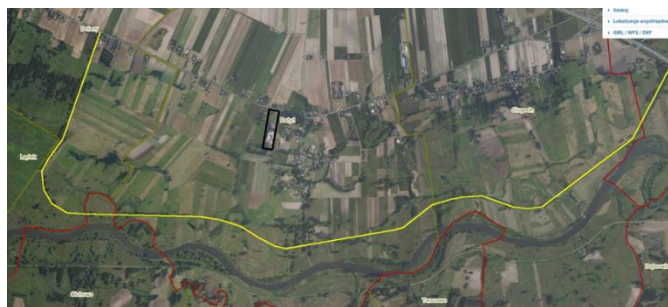
Ustawa Prawo wodne, nie definiuje pojęcia: „poziomu zagrożenia powodziowego”. Jednakże zgodnie z art. 161 ust. 1 pkt 2, Prawa wodnego „poziom zagrożenia powodziowego” wynika z wyznaczenia „obszarów szczególnego zagrożenia powodzią” (cytat: „poziom zagrożenia powodziowego wynikający z wyznaczenia obszarów szczególnego zagrożenia powodzią uwzględnia się w decyzjach o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego oraz decyzjach o warunkach zabudowy”).

Zatem, jeżeli działka nie leży na obszarze szczególnego zagrożenia powodzią, to nie wyznacza się dla tego terenu poziomu zagrożenia powodziowego.

Użyta argumentacja

Jednakże:

- przedmiotowa działka nie była położona pomiędzy brzegiem rzeki, a wałem przeciwpowodziowym (rys. 1). Czyli nie znajduje się na obszarze szczególnego zagrożenia powodzią, który wynika z zapisu art. 16, pkt. 34, lit. c ustawy Prawo Wodne;



Rys. 1. Położenie omawianej działki. Działkę oznaczono linią czarną, wał przeciwpowodziowy chroniący teren oznaczono linią żółtą. Działka leży na terenie chronionym przez wał powodziowy.

- zgodnie mapami zagrożenia powodziowego dostępnymi w serwisie internetowym przedmiotowa działka nie jest położona na obszarze, na który prawdopodobieństwo wystąpienia powodzi jest wysokie i wynosi 10% (rys. 2). Czyli nie znajduje się na obszarze szczególnego zagrożenia powodzią, który wynika z zapisu art. 16, pkt. 34, lit. b Ustawy Prawo Wodne;



Rys. 2 Mapa zagrożenia powodziowego dla wezbrania 10%. Woda nie wychodzi poza wały przeciwpowodziowe i nie zalewa terenu miejscowości XXXX.

Pozostawała tylko wątpliwość, czy przedmiotowa działka leży na terenie zagrożenia powodzią o prawdopodobieństwie wystąpienia 1%, czyli, że jest spełniony warunek podany w art. 16, pkt. 34, lit. a Ustawy Prawo Wodne. Wykazaniu, że tak nie jest poświęcona jest dalsza analiza. Działka położona jest na obszarze chronionym przez wał przeciwpowodziowy (rys. 1), który według punktu 8.5 Protokołu z kontroli wałów przeciwpowodziowych, roczna i pięcioletnia, z dnia 8.10.2021 nie stwarza zagrożenia bezpieczeństwa.

Według pomiarów wykonanych za pomocą serwisu Geoportal 2 powierzchnia terenu chronionego wałem w wynosi 675 ha (rys. 1), zatem zgodnie z aktualnymi wymogami: załącznik nr 2 Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 kwietnia 2007 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle hydrotechniczne i ich usytuowanie (Dz.U. 2007 nr 86 poz. 579) zwane dalej: Rozporządzeniem w sprawie warunków technicznych, wał przeciwpowodziowy chroniący obszar mniejszy od 1000 ha bądź równy 1000 ha posiada IV klasę budowli hydrotechnicznych (tab. 1). Natomiast według Oceny stanu technicznego i bezpieczeństwa z dnia 8.12.2021 jest to klasa III. W tymże opracowaniu, klasa została ustalona na podstawie Książki obiektu.

Zgodnie z załącznikiem nr 4 cytowanego Rozporządzenia w sprawie warunków technicznych (tab. 2) prawdopodobieństwo pojawienia się wezbrania kontrolnego dla wałów przeciwpowodziowych wynosi 1% (tab. 2). Natomiast załącznik nr 6 Rozporządzenia w sprawie warunków technicznych wymaga, aby korona wału przeciwpowodziowego IV klasy wznosiła się co najmniej 30 cm wyżej, niż stan wody w rzece, przy przepływie kontrolnym, który wynosi 1% (tab. 3). Podane wartości klasy budowli, prawdopodobieństwa przepływów charakterystycznych oraz bezpiecznego wzniesienia korony obowiązywały znacznie wcześniej, co najmniej od sześćdziesiątych lat ubiegłego stulecia: „Przepisy w sprawie warunków technicznych, którym powinny odpowiadać obiekty inżynierskie i urządzenia techniczne gospodarki wodnej w zakresie budownictwa hydrotechnicznego”, Centralny Urząd Gospodarki Wodnej, Wydawnictwo katalogów i cenników, Warszawa 1969, a także Żmigrodzki Z., Machalski A., Fiedler K., „Budownictwo wodne wiadomości encyklopedyczne”, Arkady, Warszawa 1962.

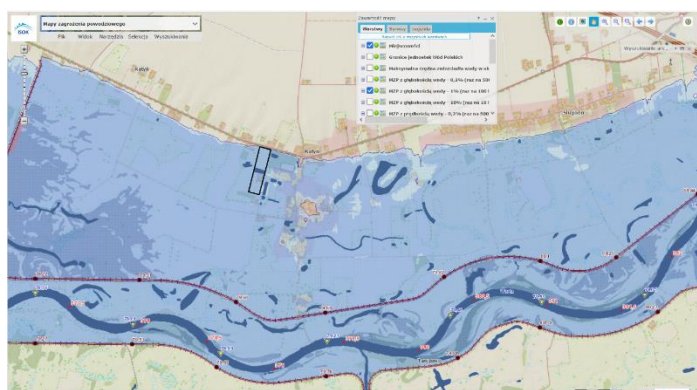
Skoro korona wału ma być położona co najmniej 30 cm wyżej niż przepływ powodziowy o prawdopodobieństwie pojawienia się 1%, to prawdopodobieństwo zalania chronionego przez wał terenu jest mniejsze od 1%. Gdyby natomiast rozważyć przerwanie wału podczas powodzi, to prawdopodobieństwo zalania terenu byłoby iloczynem prawdopodobieństwa pojawienia się tej powodzi, czyli 1% i prawdopodobieństwa katastrofy wału. Przyjmując prawdopodobieństwo katastrofy wału 50% (równe prawdopodobieństwo przetrwania i przerwania wału) otrzymujemy prawdopodobieństw zalania chronionego terenu równe 0,5%, co jest wartością mniejszą od 1%.

$$P_{\text{zalania (wał)}} = P_{\text{wezbrania}} \cdot P_{\text{katastrofy wału}} \\ = 1\% \cdot 50\% = 0,5\%$$

Skoro prawdopodobieństwo zatopienia terenu miejscowości XXXX w skutek przelania lub przerwania wału przeciwpowodziowego, gdzie położona jest przedmiotowa działka, który chroniony jest wałem przeciwpowodziowym IV klasy budowli, jest mniejsze od 1%, to zgodnie z art. 16, pkt. 34 ustawy Prawo Wodne, ten teren nie stanowi obszaru szczególnego zagrożenia powodzią zdefiniowanego w art. 16, pkt. 34 ustawy Prawo Wodne.

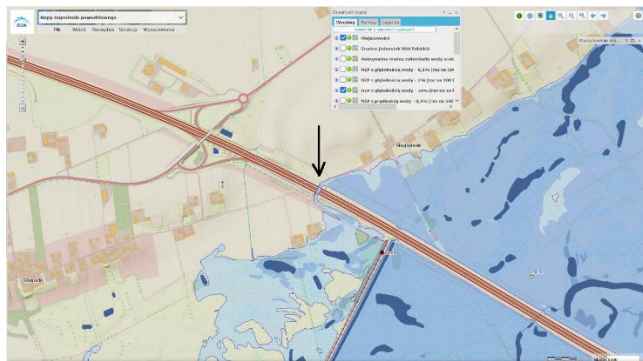
Należy w tym miejscu zauważyć, że, jak już wspomniano, w Ocenie stanu technicznego z dnia 8.12.2021, przyjęto, że wał stanowi III klasę budowli hydrotechnicznej. Budowli hydrotechnicznej III klasy stawiane są wyższe wymagania co do bezpieczeństwa, niż klasie IV (Rozporządzenie w sprawie warunków technicznych). W opracowaniu Ocena stanu technicznego wykazano (zał. 3.1 i 3.2), że przy wezbraniu o prawdopodobieństwie wystąpienia 0,5%, które jest wymagane dla III budowli (tab. 3), nie następuje przelanie wału. Jednocześnie w Protokole z kontroli okresowej wałów przeciwpowodziowych, roczna i pięcioletnia z dnia 8.10.2021 w pkt 8.5 jest stwierdzenie, że „wał nie zagraża bezpieczeństwu”. Oznacza to, że prawdopodobieństwo zalania przedmiotowej działki nr 113 jest mniejsze od 0,5%. Zatem, w świetle art. 16, pkt. 34 ustawy Prawo Wodne przedmiotowa działka 113 nie jest położona na obszarze szczególnego zagrożenia powodzią.

Zalanie terenu miejscowości XXXX, w którym znajduje się przedmiotowa działka, a który chroniony jest wałem przeciwpowodziowym, może nastąpić także w skutek dopłynięcia wody powodziowej z innego kierunku, niż chroniący ją wał przeciwpowodziowy. Oznacza to, że wał przeciwpowodziowy spełni swoją funkcję, a teren chroniony przez ten wał i tak zostanie zalany. Taką sytuację wskazuje symulacja przedstawiona na mapie zagrożenia powodziowego terenu miejscowości XXXX i YYYY dla wezbrania o prawdopodobieństwie pojawienia się 1% (rys. 3).



Rys. 3. Mapa zagrożenia powodziowego dla wezbrania 1% obejmująca teren miejscowości z omawianą działką. Czarną linią oznaczono położenie przedmiotowej działki

Jak wynika z analizy map zagrożenia powodziowego, dopływ wody zalewającej teren miejscowości w której położona jest działka, następuje przez przejazd drogi lokalnej XXXX – YYYY, znajdujący się pod autostradą A2 (rys.4).



Rys. 4. Mapa zagrożenia powodziowego dla wezbrania 1% wskazująca, że dopływ wody powodziowej na teren miejscowości XXXX i YYYYY nastąpi przez przejazd drogi lokalnej XXXY-YYYY znajdujący się pod autostradą Axx. Miejsce przepływu wody wskazano strzałką

Byłoby zupełnie irracjonalne, aby z powodu przepływu wody przez przejazd pod autostradą dopuścić do zalania około 500 budynków znajdujących się w miejscowościach XXXX i YYYYY, mimo, że wał przeciwpowodziowy spełnia swoją funkcję. Zwłaszcza, że droga lokalna XXXX – YYYYY i tak będzie wyłączona z ruchu na skutek jej zalania w czasie trwania powodzi o prawdopodobieństwie wystąpienia 1%. Uszczelnienie przejazdu pod autostradą można wykonać w bardzo prosty sposób wykorzystując worki z piaskiem. Z przeprowadzonego wywiadu środowiskowego, takie zabezpieczenie zostało wykonane podczas powodzi w 2010 r. i w praktyce potwierdziła się jego skuteczność. Zatem prawdopodobieństwo zalania terenu miejscowości XXXX, gdzie znajduje się przedmiotowa działka jest iloczynem pojawienia się tej powodzi, czyli 1% i prawdopodobieństwa przerwania czasowego uszczelnienia przejazdu pod autostradą Ax. Przyjmując prawdopodobieństwo przerwania czasowego uszczelnienia równe 50% (przetrwanie i uszkodzenie czasowego uszczelnienia przejazdu jest równie prawdopodobne) otrzymujemy prawdopodobieństwo zalania chronionego terenu równe 0,5%, co jest wartością mniejszą od 1%.

$$P_{\text{zalania (przejazd)}} = P_{\text{wezbrania}} \cdot P_{\text{przerwania uszczelnienia}} \\ = 1\% \cdot 50\% = 0,5\%$$

Skoro zatopienie w skutek powodzi terenu miejscowości XXXX może nastąpić na skutek przerwania wału przeciwpowodziowego lub na skutek przerwania czasowego uszczelnienia przejazdu pod autostradą Ax, to prawdopodobieństwo całkowite, że nastąpi którekolwiek z tych zdarzeń tj. przerwanie wału lub przerwanie czasowego uszczelnienia jest sumą dwóch zdarzeń niezależnych i oblicza się według wzoru (M. Fisz, „Rachunek prawdopodobieństwa i statystyka matematyczna”, PWN Warszawa 1969):

$$P_{\text{całkowite}} = P_{\text{zalania (wał)}} + P_{\text{zalania (przejazd)}} - P_{\text{zalania (wał)}} \cdot P_{\text{zalania (przejazd)}}$$

Podstawiając odpowiednie wartości otrzymujemy

$$P_{\text{całkowite}} = 0,5\% + 0,5\% - 0,5\% \cdot 0,5\% = 0,75\%$$

Otrzymana wartość prawdopodobieństwa całkowitego, że nastąpi zalanie terenu miejscowości XXXX, na którym znajduje się przedmiotowa działka nr 113 w skutek wystąpienia powodzi o prawdopodobieństwie 1% wynosi 0,75%, co jest wartością mniejszą od 1%. Czyli zgodnie z art. 16, pkt. 34 ustawy Prawo Wodne, ten przedmiotowa działka nr 113 nie leży na terenie obszaru szczególnego zagrożenia powodzią zdefiniowanego w art. 16, pkt. 34 lit. a ustawy Prawo Wodne.

Zgodnie z cytowanym wcześniej art. 166 ust 3. ustawy Prawo Wodne w Decyzja dotycząca warunków zabudowy powinna uwzględniać „nie tylko prawdopodobieństwo wystąpienia powodzi i poziom zagrożenia powodziowego, lecz także proponowaną zabudowę oraz aktualne zagospodarowanie terenu i jego dotychczasowe przeznaczenie”, co zostało pominięte. Jak wynika z przeprowadzonego zliczenia na podstawie mapy (rys. 1) na terenie miejscowości XXXX chronionych jest wałem przeciwpowodziowym 250 budynków i budowli.

Ponieważ ryzyko jest iloczynem prawdopodobieństwa zalania terenu i strat poniesionych na skutek zalania (Rak J., Tchórzewska-Cieślak B., „Ryzyko w eksploatacji systemów zbiorowego zaopatrzenia w wodę”, wyd. Seidel-Przywecki, Warszawa 2013) więc rozbudowa jednego budynku gospodarczego spowoduje przyrost ryzyka powodziowego rzędu:

$$\text{przyrost ryzyka} = \frac{\text{liczba nowych budynków}}{\text{liczba istniejących budynków}} \\ = \frac{1}{250} = 4 \cdot 10^{-3} = 0,4\%.$$

Zatem wnioskowana rozbudowa budynku spowoduje tylko znikomy wzrost ryzyka powodziowego, rzędu 0,4%.

Definicja obszaru szczególnego zagrożenia powodzią podana art. 16, pkt. 34 lit. a, b, c Ustawy Prawo Wodne sformułowana jest w postaci alternatywy warunków podanych w literach a, b i c. Aby alternatywa była fałszywa, to musi być fałszywy każdy warunek. Jak wykazano w powyższym rozumowaniu, żaden z warunków art. 16 pkt. 34 a, b lub c, nie został spełniony, czyli przyjmują wartość logiczną „fałsz”. Skoro wszystkie warunki przyjmują wartość logiczną „fałsz”, to cała alternatywa jest fałszywa. Skoro alternatywa jest fałszywa, to przedmiotowa działka budowlana nr 113 miejscowość XXXX obręb geodezyjny XXXX gmina Łądek nie jest położona na obszarze szczególnego zagrożenia powodzią, który jest określony w art. 16, pkt. 34 Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo Wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566, z późn. zmian.).

Wniosek

Z przedstawionego powyżej materiału wynika, że teren na którym położona jest działka budowlana nr 113 miejscowość XXXX obręb geodezyjny XXXX gmina Łądek nie zostanie zalany w skutek powodzi o prawdopodobieństwie wystąpienia 10%. Natomiast w przypadku wystąpienia powodzi o prawdopodobieństwie 1%, prawdopodobieństwo zalania omawianego terenu jest nie większe niż 0,75%. Zatem przedmiotowa działka nr

113 nie jest położona na obszarze szczególnego zagrożenia powodzią, który jest zdefiniowany w art. 16, pkt. 34 Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo Wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566, z późn. zmian.), mimo, że tak została oznaczona w Informatycznym Systemie Osłony Kraju (<https://isok.gov.pl/hydroportal.html>). Dodatkowo, realizacja wnioskowanej rozbudowy budynku pani Barbary Błażejewskiej spowoduje tylko znikomy wzrost ryzyka powodziowego, który, w stosunku do aktualnego, wyniesie nie więcej niż 0,4%. Ta wartość może być jeszcze zmniejszona przez zastosowanie dodatkowej izolacji przeciwwilgociowej. Oznacza to, że przedmiotowy projekt budowlany, polegający rozbudowie budynku gospodarczego wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi, której inwestorem jest pani Barbara Błażejewska, a położony miejscowości XXXX obręb geodezyjny XXXX gmina Łądek na działce budowlanej nr ew. 113, nie stoi w sprzeczności z przepisami Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo Wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566, z późn. zmian.).

Zakończenie

Przedstawione powyżej rozumowanie nie zostało zaakceptowane przez ośrodek decyzyjny, ale przepisy dotyczące budowy na terenach zalewowych uległy poluzowaniu.

Przywołania

Akty prawne

1. Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne, Dz. U. 2017 poz. 1566, z późn. zmian.
2. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 kwietnia 2007 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle hydrotechniczne i ich usytuowanie, Dz. U. 2007 nr 86 poz. 579.
3. Przepisy w sprawie warunków technicznych, którym powinny odpowiadać obiekty inżynierskie i urządzenia techniczne gospodarki wodnej w zakresie budownictwa hydrotechnicznego, Centralny Urząd Gospodarki Wodnej, Wydawnictwo katalogów i cenników, Warszawa 1969.

Literatura

4. **Fisz M.**, „Rachunek prawdopodobieństwa i statystyka matematyczna”, PWN Warszawa 1969)
5. **Rak J., Tchórzewska – Cieślak B.**, „Ryzyko w eksploatacji systemów zbiorowego zaopatrzenia w wodę”, wyd. Seidel-Przywecki, Warszawa 2013
6. **Żmigrodzki Z., Machalski A., Fiedler K.**, Budownictwo wodne wiadomości encyklopedyczne, Arkady, Warszawa 1962

Strony internetowe

7. Informatyczny System Osłony Kraju (<https://isok.gov.pl/hydroportal.html>, dostęp: 2.02.2024)
8. Geoportal 2 <https://polska.geoportal2.pl/map/www/mapa.php?mapa=polska#> dostęp: 2.02.2024.
9. Mapy zagrożenia powodziowego, https://wody.isok.gov.pl/imap_kzgw/?gmap=gpM PZ dostęp: 5.05.2024.

Materiały źródłowe

10. Wykonanie oceny stanu technicznego i stanu bezpieczeństwa wraz z kontrolą 5-letnią wałów przeciwpowodziowych na terenie Zarządu Zlewni w Koninie, z dnia 8.12.2021.
11. Protokół z kontroli wałów przeciwpowodziowych, roczna i pięcioletnia, z dnia 8.10.2021.

Autor

Leszek Opyrchal, dr hab. inż. ukończył astronomię na Wydziale Matematyczno-Fizycznym Uniwersytetu Jagiellońskiego oraz Budownictwo Wodne i Sanitarne na Politechnice Krakowskiej. Do roku 2007 pracował w OTKZ IMGW, a następnie na Wydziale Inżynierii Środowiska i Geodezji Górniczej AGH. Obecnie profesor Wojskowej Akademii Technicznej.

Sesja II

**Energetyka i gospodarka wodna w odpowiedzi
na wyzwania kryzysu klimatycznego i inne zagrożenia**

Session II

**Hydropower and water management sectors
in response to the climate crisis challenges and other threats**

6.1 Energetyka i gospodarka wodna w odpowiedzi na wyzwania kryzysu klimatycznego i inne zagrożenia. Koncepcja Debaty II

Debata będzie zmierzać do wskazania możliwości poprawy synergii między oboma sektorami ze szczególnym uwzględnieniem potrzeb gospodarki wodnej, jako jednej z kluczowych dziedzin gospodarki narodowej, odpowiedzialnej przede wszystkim za utrzymywanie właściwego bilansu wodnego kraju, ale także za ochronę przeciwpowodziową, zapewnienie dostępu do wody zarówno dla mieszkańców i gospodarki komunalnej, jak i dla różnych innych gałęzi gospodarki (w tym dla największych konsumentów: rolnictwa i energetyki).

W toku dyskusji zamierzamy nie zapominać o takich istotnych zadaniach sektora gospodarki wodnej (reprezentowanego w Polsce przez PGW Wody Polskie), jak utrzymanie należytej jakości wód oraz realizacja różnych innych celów środowiskowych – w tym zachowanie bioróżnorodności naturalnych cieków wodnych, m.in. poprzez utrzymanie ich drożności biologicznej.

Punktem wyjścia do dyskusji będą doświadczenia ostatnich dekad wskazujące, że kluczowa rola gospodarki wodnej w stawianiu czoła wyzwaniom wynikającym z kryzysu klimatycznego nie znajduje należytego odzwierciedlenia w priorytetach polityki państwa polskiego. Ogłaszane co pewien czas strategia ochrony przeciwpowodziowej i przeciwdziałania suszy oraz jej skutkom mają charakter niestabilny i budzą wiele kontrowersji nawet w środowisku hydrologów. W przekonaniu autorów tych słów, za istotną przyczynę obecnej sytuacji uznać należy marginalizowanie, a w praktyce i wykluczanie, celów związanych z globalnym bilansem wodnym z polityki środowiskowej i klimatycznej kraju. Ostatecznie pierwszoplanowe priorytety globalne tej polityki przegrywają z priorytetami lokalnymi.

Z drugiej strony próba realizacji niektórych celów gospodarki wodnej kosztem nadmiernego obciążenia energetyki wodnej, będącej tylko jedną ze stron korzystających z krajowej infrastruktury hydrotechnicznej, prowadzi często do oplakanych skutków dla wszystkich. Do niekorzystnych skutków prowadzi też publiczne obciążanie energetyki wodnej winą za wszystkie niepożądane oddziaływania środowiskowe wielozadaniowych obiektów hydrotechnicznych, co jest powszechną praktyką wielu organizacji pozarządowych, chętnie powielaną przez sprzyjające im media – nie tylko w naszym kraju.

Inicjatorzy tej debaty oczekują, że wpisze się ona w trwający już od dłuższego czasu dialog zmierzający do usunięcia lub przynajmniej lub przynajmniej wyjaśnienia kwestii spornych pomiędzy sektorami, a także owocnego współdziałanie dla wspólnego dobra.

Ostatecznie proponujemy podzielić obrady na niżej wymienione bloki

1. Identyfikacja zadań gospodarki wodnej, w których realizacji na zasadach partnerskich już uczestniczy lub może uczestniczyć bardziej aktywnie energetyka wodna
2. Możliwości kompensacji kosztów świadczeń energetyki na rzecz gospodarki wodnej, w tym:
 - wprowadzenie/rozszerzenie warstwy regulacyjnej w zbiornikach elektrowni wodnych
 - wprowadzenie dynamicznej rezerwy powodziowej
3. Finansowanie utrzymania, modernizacji i ewentualnej budowy wielozadaniowych obiektów hydrotechnicznych współużytkowanych przez energetykę wodną
- możliwe modele własnościowe i inne
4. Bieżące problemy techniczne związane z utrzymaniem i eksploatacją wielozadaniowych obiektów hydrotechnicznych, w tym:
 - wnioski z ocen stanu technicznego budowli piętrzących
 - przeciwdziałanie zjawisku zamulania zbiorników wodnych

6.1 Hydropower and water management sectors in response to the climate crisis challenges and other threats.

Debate II concept

The debate will be aimed to show the possibilities to increase the synergy between both sectors with particular attention being paid to the needs of water management as the key area of national economy, responsible mainly for keeping the proper water balance in the country, but also for the flood protection, water access for the inhabitants and municipal services as well as other economy branches (including the largest consumers: agriculture and power industry).

In the course of discussion we are going not to forget such important tasks of the water management sector (represented in Poland by the “Wody Polskie” State Holding) as preserving proper quality of water bodies and reaching various other environmental goals including maintaining biodiversity of natural water courses, among others by maintaining their biological continuity.

The outcome point for the discussion will be experience of the latest decades showing that the key role of water management in coping the challenges following from the climate changes is not properly reflected in the priorities of the Polish state. The regularly announced strategies of flood and drought protection, as well as drought effect mitigation are considered highly controversial even among the hydrologists. The authors of this text are convinced that essential roots of this situation lie in marginalising and – in practice – excluding the goals related to the water balance in Poland from the national environmental and climate policy. Eventually the foreground global priorities of this policy loose to the local priorities.

On the other side, the attempt to achieve some water management goals at the cost of excessive load to hydropower sector, representing only one of stakeholders using the national hydraulic civil engineering infrastructure often ends up in consequences deplorable for everyone. The unwanted consequences follow also from public blaming of hydropower sector for all unwanted environmental impacts of multipurpose hydraulic civil engineering structures which is the general practice of numerous NGOs, eagerly followed by supporting media – by far not only in our country.

The initiators of this debate expect it will write down into an already continuing dialogue aimed at removing or at least explaining the controversial questions between the sectors and fruitful collaboration for joint benefit.

In view of the above considerations it is proposed to divide the debate into the following blocks:.

1. Identification of water management tasks already fulfilled or could be even more effectively fulfilled on the partnership basis by the hydropower sector;
2. Possibilities to compensate the hydropower provisions for the hydropower sector, including:
 - introduction/extension of regulatory layer in the hydropower reservoirs
 - introduction of the dynamic flood protection mechanism
3. Financing of maintenance, rehabilitation and possible erection of multipurpose hydraulic civil engineering structures used also for hydropower purposes
- possible ownership and our models
4. Current O&M problems of multipurpose hydraulic civil engineering structures, including:
 - conclusions from technical condition assessments of civil engineering structures
 - counter-measures against silting of water reservoirs

Sesja VII

Układy przepływowe turbin wodnych i hydraulicznych maszyn odwracalnych

Session VII

Flow systems of hydraulic turbines and reversible machines

- 7.1. Yuri Bykov, Oleg Khoryev, Anton Panov:
Design and investigation of pump-turbine models for heads of 80-500 m
- 7.2. Zbigniew Krzemianowski, Janusz Steller, Maciej Kaniecki :
*Rurowa turbina Kaplana o wysokim wyróżniku szybkobieżności
przeznaczona do pracy pod najniższymi spadami*
- 7.3. Jacek Swiderski:
Modernization of water turbine flow passages
- 7.4. Anna Chernobrova, Oleksandr Moloshnyi, Piotr Szulc
*Modyfikacja spiralnego kanału zbiorczego jako sposób
na poprawę sprawności pompy pracującej w trybie turbinowym*

7.1 Design and investigation of pump-turbine models for heads of 80-500 m

Yuri Bykov, Oleg Khoryev, Anton Panov

Anatolii Pidhornyi Institute of Power Machines and Systems of the National Academy of Sciences of Ukraine
2/10 Komunalnykiv Str., Kharkiv 61046, Ukraine
e-mail: yubykoff@gmail.com

Introduction

One of the effective ways to increase the efficiency of power machines is spatial profiling of the elements of flow parts, primarily runners [1, 2]. This paper investigates the effect of spatial profiling of runner blades using circumferential leans of runner blades on the flow structure, energy and pulsation characteristics of pump-turbines for PSPs. This design method was first introduced in IEMS in the study of steam turbine stator and rotor blades [3, 4], and this experience is adapted in this paper for radial-axis pump-turbine runners.

When using circumferential leans, the shape of the edges and the relative position of the blade profiles in the circumferential direction change due to the shift of the blade hub profile in the direction of runner rotation (positive lean, lean angle $\varphi > 0$) or in the opposite direction (negative lean angle $\varphi < 0$). The shape of all profiles remains unchanged (Fig. 1). When the blade hub cross-sections are rotated in the direction opposite to the rotation of the blade, the so-called X-blade is obtained. GE Energy's X-Blade design for Francis was first developed in the early stages of China's Three Gorges project [5], patented and implemented in other projects around the world [6].

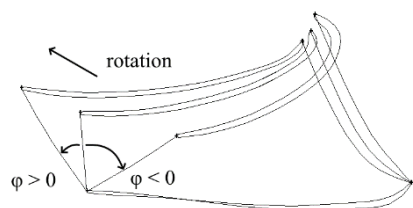


Fig. 1 Scheme of blades of radial-axial runners with lean

This approach provides the most rational blade shape that interacts best with the flow both in the area of the inlet edges and in the blade channels and in the formation of the flow at the inlet to the draft tube.

All numerical studies of the process in the flow parts of the pump-turbines were carried out using the *IPMFlow* software package developed by IEMS. The modeling of viscous incompressible fluid flow was performed on the basis of numerical integration of the Reynolds equations with an additional term containing artificial compressibility. The turbulent effects were modeled using the differential two-parameter Menter model (SST). Numerical integration of the equations was performed using an

implicit quasi-monotonic Godunov scheme of the second order of approximation in space and time.

Experimental modeling of processes in pump-turbines was carried out on the hydrodynamic stand ECS-30 of the IEMS Hydraulic Machines Laboratory. The stand has no analogues in Ukraine; in 2008, it was awarded the status of national heritage. The test stand is equipped with modern equipment and a set of measuring instruments, the performance of which meets the requirements of the international standard IEC 60193 for model studies of turbines and pump-turbines, primarily in terms of the efficiency error of $\pm 0.25\%$. The main parameters of the test equipment are: diameter of runner models up to 500 mm; head up to 25 m in turbine mode, up to 30 m in pump mode; flow rate in turbine mode up to 0.300 m³/s, flow rate in pump mode up to 0.500 m³/s; power of the balancing motor-generator 200 kW.

A simplified diagram of the stand is shown in Fig. 2. The numbers indicate: 1 – model unit; 2 – balancing machine; 3 – head water tank; 4 – tailwater tank; 5 – electromagnetic flow meter (main) and Venturi flow meter (backup); 6 – head pipeline; 7 – circulation pump; 8 – absorber; 9 – drainage pipeline. A more detailed description of the test stand can be found in [7].

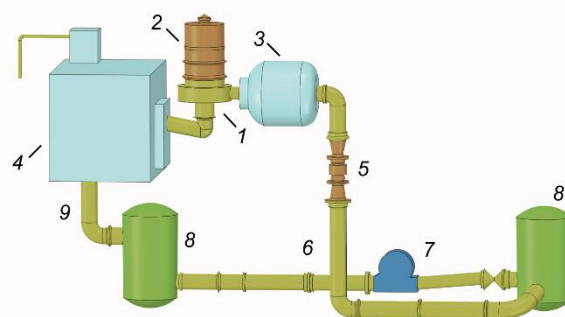


Fig. 2 Simplified diagram of the hydrodynamic test stand ECS-30

Objects of study

As the objects of study, we selected pump-turbine models for heads of 80-120 m, 170-200 m, and 500 m. The flow parts consisted of spiral casings with circular cross-sections with 360° wrapping angles; 20 stay vanes; 20 guide vanes with relative heights of 0.25, 0.140, and 0.074, respectively; runners with 9 blades for models with heads of 80-120 m, and 7 for the other two variants (170-200 and 500 m); and a standardized draft tube with a KU-3RO elbow. In order to significantly reduce the

cost of manufacturing the model block and shorten the research time, the most complex and labor-intensive elements - the spiral casing and runner blades - were manufactured using 3D printing technology from PLA plastic. Preliminary strength calculations have shown that such models can be tested on the stand at head of up to 12-15 m.

Results of study. Model of pump-turbine for heads of 80-120 m

Models with two variants of runners were numerically investigated: the original R5249 with a traditional blade shape with a suction edge lying in the radial plane and a positive lean of $+30^\circ$, and R5249M30, whose runner system was obtained from the original one by means of a negative lean of -30° (Fig. 3).

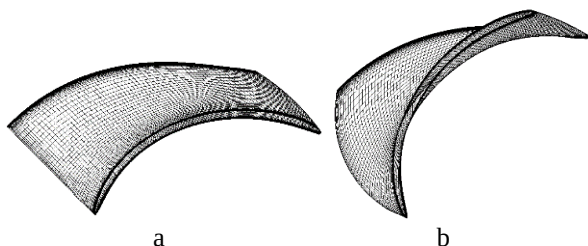


Fig. 3 View of runner blades for heads of 80-120 m in plan: a - R5249; b - R5249M30

Calculations of the incompressible viscous fluid flow in the turbine mode were performed at a head of 6 m, which corresponds to the conditions of the planned studies on the IEMS ECS-30 hydrodynamic stand, at a unit rotation speed of 82 min^{-1} in a wide range of guide vanes openings and flow rates. The computational domain contained one channel each of the guide vane and the runner. The normalized hexagonal computational mesh had $80-80-100=640,000$ and $80-80-120=768,000$ elements for the guide vane and runner, respectively, with a densification near the walls.

The influence of circular lean on the flow structure was estimated by the distribution of pressure and velocity fields in the channels of the runner, by pressure diagrams and the distribution of velocity components at the outlet of the runner before entering the draft tube.

Fig. 4 shows a comparison of the dependences of the efficiency of the computational domains containing one channel each of the guide vane and runner of the models with runners R5249 and R5249M30 on the flow rate at a constant design unit speed of 82 min^{-1} .

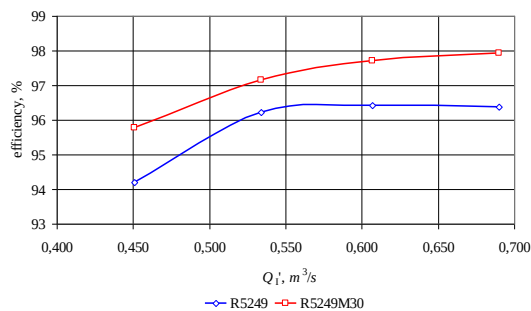


Fig. 4 Comparison of efficiency of pump-turbine models with runners R5249 and R5249M30

As can be seen, the improved flow structure resulting from the use of negative circular lean has led to an increase in efficiency across the entire flow range of 1.0-1.3%.

Model of pump-turbine for heads of 170-200 m

The model of a high-efficiency Francis pump-turbine with runner R5217, which has been installed and successfully operated for many years at hydraulic units 1-4 of the Dniester PSP, Ukraine, is taken as the initial object of study. In the runner blades of this pump turbine, the suction edge is located in a radial plane, the angle of inclination of the pressure edge in the circumferential direction is 10° in the direction of runner rotation. In order to study the effect of spatial blade profiling on the energy characteristics, a modification of the RK, named R5217M2, with a negative circumferential lean of -45° was designed (Fig. 5).

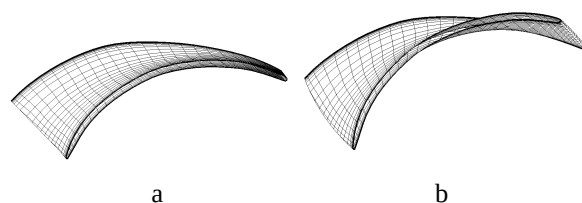


Fig. 5 View of runner blades for heads of 170-200 m in plan: a - R5217; b - R5217M2

Numerical studies in the turbine mode were carried out at constant values of the unit rotation frequency of 85, 91, and 95 min^{-1} , corresponding to the maximum, nominal, and minimum heads at the Dniester PSP, in a wide range of flow rates and guide vanes openings.

The computational domain, as in the previous 80-120 m head models, also contained one channel of the guide vane and runner, and the grid had the same parameters. The effect of the lean on the flow structure was evaluated using the same characteristics [8].

Experimental studies of the effect of spatial profiling of runner blades using leans on the energy and pulsation characteristics were carried out for models with a runner diameter of $D_1=350 \text{ mm}$ in turbine mode at a head of 7 m (verification studies were also carried out at a head of 8 m, which showed the identity of the results) in a wide range of flow rates and guide vane openings. The operating characteristics were obtained, on the basis of which efficiency hill chart were built [9]. It was found that the use of blade leans practically does not affect the values of the operating parameters of the best efficiency point on the hill chart.

Fig. 6 shows a comparison of the dependence of the relative efficiency of pump-turbine models on the unit flow rate of two variants of runners in turbine mode at unit speed $n_1'=95 \text{ min}^{-1}$, which corresponds to the design head at the Dniester PSP. Hereinafter, we understand the relative efficiency as the ratio of its current value to the maximum efficiency in the original model with the R5217 runner.

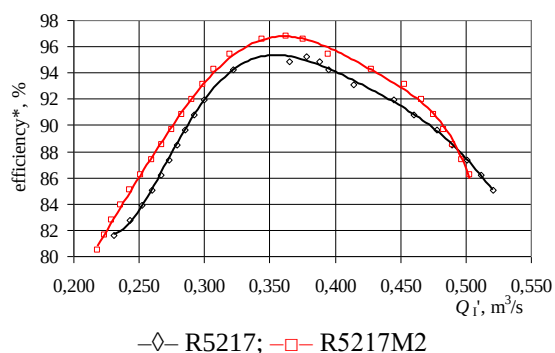


Fig. 6 Dependence of the relative efficiency on the unit flow rate of two variants of runners in turbine mode at the nominal head at the station ($n_1=91 \text{ min}^{-1}$)

The analysis of the obtained characteristics showed that in almost the entire range of operation of hydraulic units at the station – both in terms of head and flow rates – the efficiency of the model of the flow part with R5217M2 with a negative circular lean $\varphi=-45^\circ$ significantly exceeds the same indicators of the original version. At a nominal head in the flow range of $0.300\text{--}0.470 \text{ m}^3/\text{s}$, the efficiency of the flow part with the new runner is 1.1–2.0% higher than that of the original.

Energy tests in the pumping mode were carried out at a constant rotational speed of 700 min^{-1} and guide vane openings from 8 to 34 mm with a step of 2 mm. Based on the test results, the dependencies of efficiency and head for two variants of runners were constructed.

The highest value of the maximum relative efficiency, which is 0.40 % higher than that of the original variant, was obtained in the model with R5217M2. The use of negative lean $\varphi=-45^\circ$ led to a decrease in the optimal unit speed in the pumping mode by 2.9 min^{-1} . In this model, compared to the original variant, the flow rate in the optimum pumping mode is $0.04 \text{ m}^3/\text{s}$ less, which is also important because it requires less energy consumption when filling the headwater reservoir.

Fig. 7 shows, as an example, the dependence of relative efficiency and head on the unit flow rate of the pump-turbine models for two variants of runners in the pumping mode with the guide vane opening 30 mm, close to the optimum.

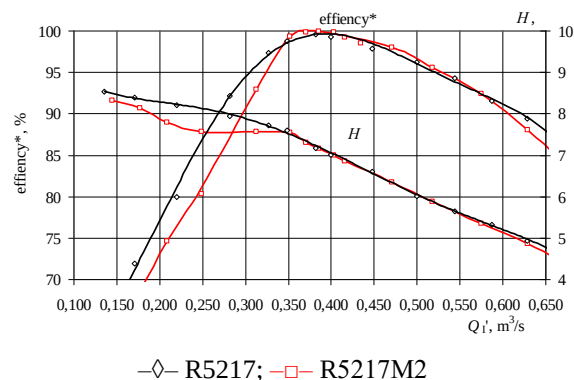


Fig. 7 Dependence of the relative efficiency and head on the flow rate of two variants of runners of the 5217 series in pumping mode with the opening of the guide vane $a_0 = 30 \text{ mm}$

The analysis of the results obtained in the pumping mode showed that at unit flow rates $Q_1' > 0.350 \text{ m}^3/\text{s}$, the

R5217 and R5217M2 runners have approximately equal head, but at lower flow rates, the head of the R5217M2 significantly decreases relative to the original version, but this is already the surge zone, and the pump-turbine is not operated at such flow rates. A similar picture is observed with the curves of efficiency dependencies, but at unit flow rates $Q_1' > 0.350 \text{ m}^3/\text{s}$, the efficiency of RK5217M2 is higher at almost all guide vane openings.

Model of pump-turbine for head of 500 m

On the hydrodynamic stand ECS-30, models with two versions of runners were experimentally studied: the original R5253 with the traditional shape of the blades with a suction edge lying in the radial plane and a positive lean of $+15^\circ$, and R5253N, whose blades were obtained from the original one by means of a negative lean of -30° (Fig. 8).

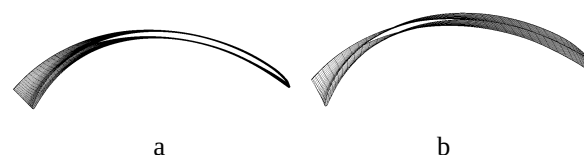


Fig. 8 View of runner blades in plan:
a - R5253; b - R5253N

Experimental studies of the influence of blade leans on the energy and pulsation characteristics, as well as for pump-turbine models for heads of 170–200 m, were carried out for models with runner diameters $D_1=350 \text{ mm}$ in the turbine mode at a head of 7 m, in the pump mode – at a rotor speed of 700 min^{-1} in a wide range of flow rates and guide vane openings. The operating characteristics were obtained, on the basis of which efficiency hill chart were built.

Fig. 9 shows the dependence of the relative efficiency on the flow rate of two variants of runners R5253 and R5253N in turbine mode at a value of the unit rotation speed close to the optimal 80 min^{-1} .

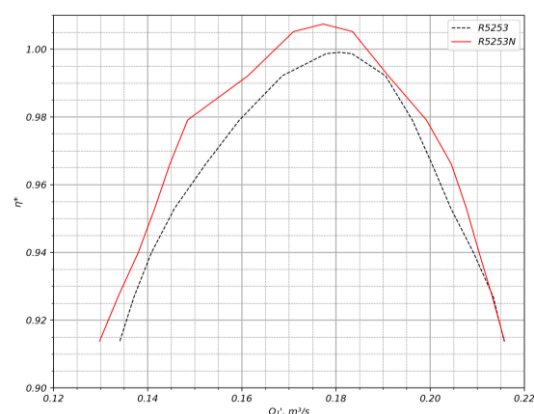


Fig. 9 Dependence of relative efficiency on flow rate of two variants of runners in turbine mode at $n_1=80 \text{ min}^{-1}$

As can be seen from the figure, the use of a negative lean of the runner blades, even with a small relative height of the guide vanes of 0.074, led to a significant improvement in the energy characteristics of the model in almost the entire flow range, with the maximum relative efficiency increasing by 0.85%.

Fig. 10 shows a comparison of the curves of relative efficiency and head in the pumping mode at the optimal opening of the guide vanes $a_0=24$ mm.

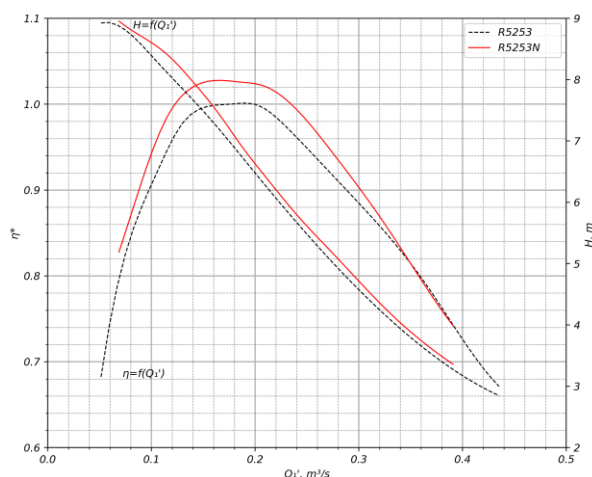


Fig. 10 Dependence of the curves of relative efficiency and head on the flow rate in the pumping mode at the optimal opening of the guide vane $a_0 = 24$ mm

As it can be seen, the use of a negative lean of the runner blades of the pump-turbine model for a head of 500 m made it possible to significantly increase the efficiency value and the head over the entire flow range while maintaining the shape of the curves by more than 2.4%.

Conclusion

Based on the results of numerical and experimental studies of the influence of spatial profiling of pump-turbine runner blades on the characteristics of flow part models, the following new data were obtained:

1. The use of circumferential leans can significantly affect the flow structure, which allows obtaining the most rational blade shape.
2. The use of circumferential leans practically does not change the operating parameters of the best efficiency point on the hill chart in the turbine mode.
3. Negative circumferential lean in the turbine mode leads to an increase in the efficiency of pump-turbine models in almost the entire range of head and guide vanes openings.
4. The use of negative circumferential leans leads to an increase not only in the level of efficiency, but also in the head at almost all values of the guide vanes opening.
5. Studies of the influence of circumferential leans on the level of pulsations in the suction pipe diffuser have shown that the use of negative heaps significantly reduces the level of pulsation amplitudes under partial load conditions, which allows to expand the range of safe operation of PSP hydraulic units.

References

1. **Ma Z., Zhu B., Rao C., Shangguan Y.:** *Comprehensive hydraulic improvement and parametric analysis of a Francis turbine runner*, *Energies*, 2019, vol. 12(2), art. no. 307, DOI: 10.3390/en12020307.
2. **Weixiang Ye, Chen Geng, Xianwu Luo.:** *Unstable flow characteristics in vaneless region with emphasis on the rotor-stator interaction for a pump turbine at pump mode using large runner blade lean*, *Renewable Energy*, 2022, vol. 185, pp. 1343-1361. DOI: 10.1016/j.renene.2021.12.129.
3. **Rusanov R. A., Rusanov A. V., Lampart P., Chugay M. A.:** *Improving the efficiency of radial-axial rotors of turbine stages through the use of complex lean of trailing edges*, *Journal of Mechanical Engineering*, 2016, vol. 19(4), pp. 6-11, DOI: 10.15407/pmach2016.04.006.
4. **Rusanov A. V., Rusanov R. A., Pashchenko N. V., Chuhai M. O.:** *Analytical Method of Profiling Axial-Radial Compressor Impellers*, *Journal of Mechanical Engineering*, 2018, vol. 21(4), pp. 4-13, DOI: 10.15407/pmach2018.04.004.
5. **Billdal J. T.:** *The X factor*, <https://www.nsenergybusiness.com/analysis/featurethe-x-factor/?cf-view>, last access 27.08.2025.
6. *Francis turbines*, https://voith.com/corp-en/VH_Product-Brochure-Francis-Turbines_18_BDI_VH3369_en.pdf, last access 27.08.2025.
7. **Khoryev O., Korotaiev P., Agibalov Y., Bykov Y., Maksymenko-Sheiko K.:** *Experimental Studies of Pump-Turbine Flow Part Models at Heads of 80–120 m*, In: *Advances in Mechanical and Power Engineering*, CAMPE 2021, Kharkiv, 18-20 October, 2021, 2023, pp. 24-33. DOI: 10.1007/978-3-031-18487-1_3.
8. **Rusanov A. V., Subotin V. H., Khoryev O. M., Bykov Y. A., Korotaiev P. O., Ahibalov Y. S.:** *Effect of 3D Shape of Pump-Turbine Runner Blade on Flow Characteristics in Turbine Mode*, *Journal of Mechanical Engineering*, vol. 25(4), 2022, pp. 6-13. DOI: 10.15407/pmach2022.04.006.
9. **Khoryev O., Lynnyk O., Korotaiev P., Bykov Yu., Ahibalov Ye.:** *Effect of circumferential lean of pump-turbine runner blades on energy characteristics*, *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 2024, No.3, pp. 56-62. DOI: 10.33271/nvngu/2024-3/056.

Authors

Yuri Bykov, PhD, graduated in 1995 in mechanics and mathematics from the Kharkiv State University, works in Institute of Power Machines and System from 1995, awarded PhD degree in 2007. Scientific interests: CFD, computer-aided design.

Oleg Khoryev, PhD, graduated in 1986 in hydromachines from the Kharkiv Polytechnical University, works in Institute of Power Machines and System from 1986, awarded PhD degree in 2008. He has been involved in development of new hydroturbine designs in the Ukraine and worldwide.

Anton Panov, MSc, graduated in 2005 in engineering from the Ukrainian State University of Railway Transport, works in Institute of Power Machines and System from 2005, from 2023 PhD student in experimental investigations of hydromachines.

7.2 Rurowa turbina Kaplana o wysokim wyróżniku szybkobieżności przeznaczona do pracy pod najniższymi spadami

Zbigniew Krzemianowski, Janusz Steller

Instytut Maszyn Przepływowych
Polskiej Akademii Nauk, Gdańsk
e-mail: krzemian@imp.gda.pl, steller@imp.gda.pl

Maciej Kaniecki

TG-Dnalop Sp. z o.o., Redzikowo
e-mail: maciej.k@thordonbearings.com

Instytut Maszyn Przepływowych
Polskiej Akademii Nauk, Gdańsk

Wstęp

Woda jest jednym z najistotniejszych rodzajów źródeł energii ze względu na jej odnawialność, ekologiczność i dostępność. W dobie rosnącego zapotrzebowania na energię, konieczne jest tworzenie i modernizacja obiektów hydrotechnicznych charakteryzujących się niskimi piętrzeniami. Wymaga tego topologia Polski, która w zdecydowanej większości jest nizinna. Ze względu na niskie piętrzenie, hydrozespoły muszą być projektowane tak, aby mogły umożliwić maksymalizację przepływu, przy jednocześnie wysokiej sprawności w szerokim zakresie pracy. Zapewnia to wówczas optymalne wykorzystanie energii wodnej oraz minimalizację konstrukcji turbiny. Prowadzone od wielu lat w Instytucie Maszyn Przepływowych w Gdańsku Polskiej Akademii Nauk (IMP PAN) prace wychodzą naprzeciw tym oczekiwaniom środowiskowym.

Przedmiot prac analitycznych i eksperymentalnych

W prezentacji przedstawiono konstrukcję, analizę numeryczną i badania eksperymentalne modelowej niskospadowej rurowej turbiny wodnej Kaplana (o średnicy wirnika 300 mm), przeznaczonej do zastosowania dla ultra niskich wysokości spadów do 3 m – Rys.1. Dzięki odpowiedniemu ukształtowaniu geometrycznemu i niskiej liczbie łopatek (14 łopatek kierowniczych i 3 łopatki wirnikowe) turbina realizuje relatywnie duże natężenia przepływu (tzw. turbina o wysokim wyróżniku szybkobieżności), w porównaniu do klasycznych turbin Kaplana i Francisa, co pozwala na minimalizację gabarytów maszyny, wyeliminowanie przekładni oraz zmniejszenie rozmiarów i kosztów generatora dla danego spadów i natężenia przepływu. To czyni ją propozycją konkurencyjną wobec innych konstrukcji, stosowanych dla najniższych spadów hydrotechnicznych.

Prace projektowe i analityczne

Proces projektowania układu łopatkowego obejmował zaprojektowanie łopatek wirnikowych oraz łopatek kierowniczych. Oba typy łopatek, czyli kierownicze oraz wirnikowe zaprojektowano przy użyciu metody realizującej tzw. zadanie odwrotne, w którym szkieletowe łopatek powstają w rezultacie zadanych warunków brzegowych bez żadnej wstępnej informacji o kształcie projektowanej łopatki. W modelu równania zachowania

masy i pędu zaimplementowane są w układzie współrzędnych krzywoliniowych, wykorzystując tzw. współczynniki Christoffela drugiego rodzaju, przekształcające układ krzywoliniowy w klasyczny układ kartezjański.

Proces analizy uwzględnił prace nad dwoma kształtami łopatek kierowniczych. Jedna z nich posiadała kształt klasyczny, natomiast druga posiadała kształt zmodyfikowany, zasadniczo niespotykany w turbinach wodnych. Dla obydwu opracowanych rodzajów kierownicy wykonano kompleksowe badania numeryczne CFD w celu określenia strat hydraulicznych dla różnych konfiguracji przepływowych, w których zmieniane były: kąty łopatek kierowniczych i łopatek wirnika, kąt rozwarcia rury ssącej i szybkość obrotowa. Miało to na celu wskazanie konfiguracji maszyny o najlepszych parametrach energetycznych (finalnie lepsza okazała się łopatka o nieklasycznym kształcie).

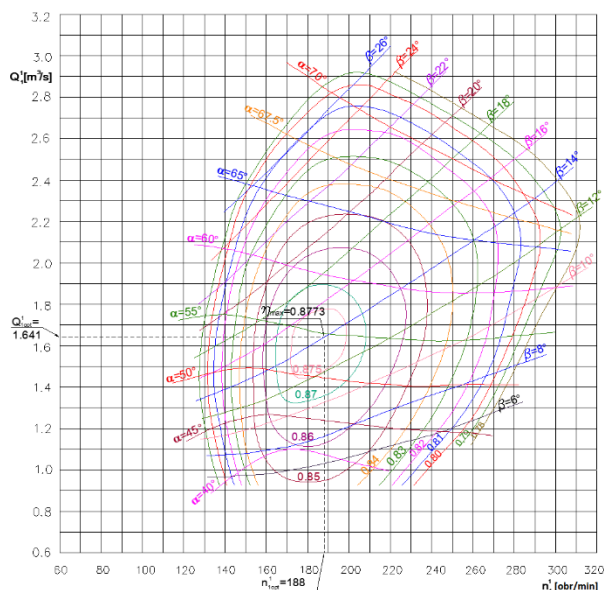


Rys.1 Niskospadowa rurowa turbina Kaplana o wysokim wyróżniku szybkobieżności zamontowana na stanowisku do badań turbin wodnych w IMP PAN.

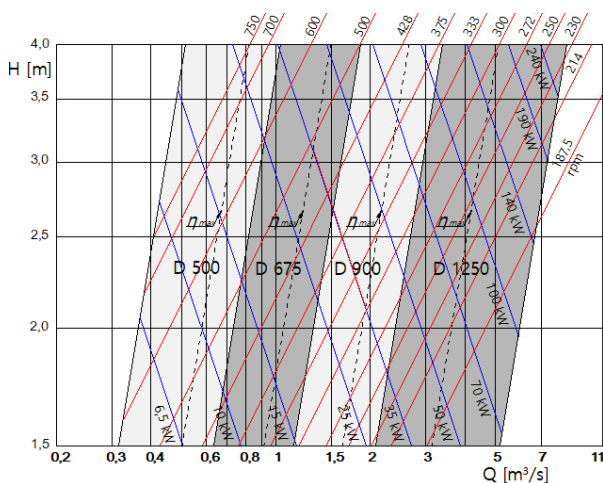
Prace eksperymentalne

Podstawowe badania eksploatacyjne i kawitacyjne maszyny przeprowadzono na stanowisku badawczym w IMP PAN – Rys.1. W wyniku prac doświadczalnych wyznaczono charakterystykę uniwersalną (muszlową)

Rys.2, służąca do doboru turbiny do obiektów terenowych oraz nomogram doboru – Rys.3. Wyznaczone zostały także charakterystyki kawitacyjne w celu określenia położenia wirnika względem poziomu wody dolnej [1]. Dzięki temu możliwe jest unikanie zjawiska kawitacji podczas pracy maszyny, a w konsekwencji szkodliwej erozji kawitacyjnej jej elementów.



Rys.2 Charakterystyka muszlowa niskospadowej rurowej turbiny Kaplana o wysokim wyróżniku szybkobieżności.



Rys.3 Nomogram doboru niskospadowej rurowej turbiny Kaplana o wysokim wyróżniku szybkobieżności.

Zaproponowana turbina Kaplana osiągnęła sprawność hydrauliczną około 87.7% w skali modelowej przy podwójnie zredukowanym natężeniu przepływu $Q_1 = 1.641 \text{ m}^3/\text{s}$ oraz podwójnie zredukowanej szybkości obrotowej $n_1 = 188 \text{ obr/min}$. Po uwzględnieniu efektu skali jest możliwe osiągnięcie sprawności przekraczającej 91%. W przypadku turbin niskospadowych o dużej wyróżniku szybkobieżności jest to wartość więcej niż zadowalająca. Wyróżnik szybkobieżności (w postaci kinematycznej) osiągnął wartość około 240, co oznacza bardzo wysoką szybkobieżność maszyny, podkreślającą jej przeznaczenie do zabudowy na najniższe możliwe wysokości spadów. Prototyp turbiny jest (z wirnikiem o średnicy 500 mm) jest w fazie wdrażania w Elektrowni Wodnej Strużyńska koło Piły.

Podsumowanie

Proponowany układ przepływowy jest propozycją IMP PAN do zastosowania w ogromnej liczbie obiektów hydrotechnicznych w Polsce i za granicą. Przedstawiona konstrukcja łączy bardzo wysoki wyróżnik szybkobieżności z relatywnie wysoką sprawnością, pomimo wysokich natężeń przepływu (oznaczających wysokie prędkości wody) realizowanych przez maszynę. Finalnie oznacza to znaczące zminimalizowanie konstrukcji w porównaniu do klasycznych turbin Kaplana oraz Francis, a także wyższą szybkość obrotową pozwalającą na zastosowanie generatora o mniejszej liczbie par biegunów. Istnieje także możliwość sprzężenia turbiny z generatorem synchronicznym z magnesami trwałymi (PMG), który może dać trzecią możliwość regulacji pracy poprzez zmianę obrotów (poza regulacją łopatkami kierowniczymi i wirnikowymi).

Oświadczenie

Przedstawione wyniki zostały opracowane w ramach projektu dofinansowanego ze środków NCBR przyznanych dla firmy TG-Dnalop sp. z o.o. (Redzikowo) oraz IMP PAN (podwykonawca naukowy). Wniosek nr POIR.01.01.01-00-0960/18, pt. *Innowacyjny proces projektowania i produkcji typoszeregu ultra-niskospadowych turbin wodnych*.

Przywołania

1. Krzemianowski Z., Kaniecki M.: *Low-head high specific speed Kaplan turbine for small hydropower – design, CFD loss analysis and basic, cavitation and run-away investigations: A case study*, Energy Conversion & Management (Elsevier), Vol.276, 2023, 35 stron.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116558>

Autorzy

Zbigniew Krzemianowski, dr inż., ukończył Wydział Mechaniczny Politechniki Gdańskiej w roku 1998. W roku 2003 uzyskał stopień doktora nauk technicznych na Politechnice Gdańskiej. Od tego czasu jest zatrudniony w IMP PAN w Gdańsku. Zawodowo zajmuje się projektowaniem turbin wodnych, trójwymiarową analizą przepływu płynów (CFD), badaniami maszyn hydraulicznych w warunkach laboratoryjnych i eksploatacyjnych.

Janusz Steller, dr hab., w roku 1977 ukończył studia na Wydziale Matematyki, Fizyki i Chemii Uniwersytetu Gdańskiego w specjalności fizyka teoretyczna. Od tego czasu pracownik IMP PAN w Gdańsku, który w roku 1984 nadał mu stopień doktora nauk technicznych. W roku 2019 Senat Politechniki Wrocławskiej nadał mu stopień doktora habilitowanego. Prezes Zarządu Towarzystwa Elektrowni Wodnych (TEW). Zawodowo zajmuje się badaniem zjawiska kawitacji i erozji kawitacyjnej, a także zagadnieniami energetyki wodnej. W przeszłości również zajmował się obliczeniami projektowymi oraz metodyką badań energetycznych i diagnostycznych hydraulicznych maszyn wirnikowych.

Maciej Kaniecki, dr inż., ukończył Wydział Budowy Maszyn Politechniki Gdańskiej w roku 1998. W roku 2005 obronił pracę doktorską z zakresu modelowania przepływów w maszynach hydraulicznych. W latach 1998-2012 zatrudniony w IMP PAN w Gdańsku. W latach 2013-2020 zatrudniony w ZRE Gdańsk. Obecnie pracownik T-G DNALOP w Redzikowie k/Słupska. Od 2025 roku ponownie zatrudniony w IMP PAN. Zakres jego kompetencji obejmuje projektowanie i badanie turbin wodnych oraz pomp.

7.3 Modernization of water turbine flow passages

Jacek Swiderski

Swiderski Engineering Inc., Ottawa, Canada
e-mail: jacek@secfd.com

Reasons for modernizing water turbines

There can be many reasons for deciding to modernize the flow system of water turbines. However, every decision to undertake a significant modernization always stems from a positive economic assessment of the project. The results of mechanical and hydraulic diagnostics are crucial for this assessment. Tax incentives or temporary regulations on aid funds resulting from the economic climate may also be considered in this context.

Hydraulic diagnostics, performed using currently available numerical methods of Computational Fluid Dynamics (CFD), allow for a very high degree of reliability in assessing the effects of the expected modernization. The projects presented in this article were implemented according to the procedure: diagnostics – economic assessment – design upgrade.

Design upgrades methodology

The design process of the modernization is executed through two major phases:

Phase 1: Hydraulic diagnostics of a fully homologous numerical model of the entire flow system - verification of CFD results with available field test results - tuning the numerical model.

Phase 2: Design optimization using general Evolutionary Algorithm (EA)

In engineering practice, we often encounter overlapping phenomena, each of which is not fully modeled accurately by mathematical model. However, within the numerical flow model, it is possible to manipulate certain parameters, which influence the calculation results.

Selecting the appropriate computational mesh's node distribution, turbulence model type (k- ϵ , k- Ω), time step value, time scheme, wall definition (roughness level), and calculation scope, just to list major ones, should lead to results that are close to the observed ones.

Quite often further mesh modifications are also necessary to ensure convergence of the CFD calculation process. This usually involves a compromise, the extent of which depends on the designer's decision and is a direct result of their engineering experience. A numerical model prepared in this way can provide a reliable image of the flow for subsequent design iterations.

General EA implemented for the design optimization phase has two major steps as illustrated by fig.1 below.

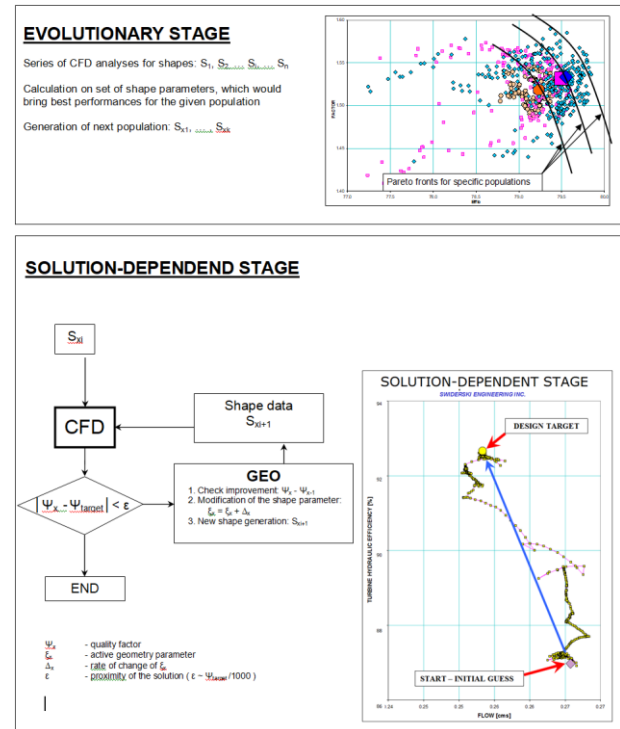


Fig.1 General diagram of MODOA (Multi-Objective Design Optimization Algorithm) process [1,2]

This methodology, used and refined over several years, has proven effective for many shape parameterization methods. By appropriately selecting the scale of changes in the shape parameter (Δx), the optimization process can converge regardless of the parameterization method.

However, the quality of the final solution is closely related to the number of parameters allowed for manipulation – the more parameters, the better the solution, but at the cost of a greater number of computational steps (SOLUTION-DEPENDENT STAGE) and variants analyzed in the evolutionary stage (EVOLUTIONARY STAGE).

These observations led to the development of a method for gradually increasing the number of parameters as the solution quality improves (quality factor Ψx).

$X_i, H_i, R_i, i = 1 \dots n$

Stage 1: $n = 1$

Stage 2: $n = 2$

Stage 3: $n = 3$

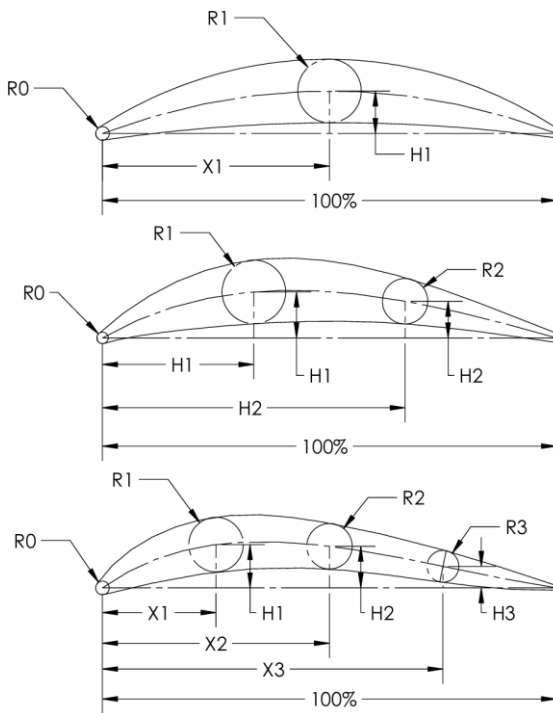


Fig.2 Example of stepwise parameterization

Shape manipulation is the result of manipulating the airfoil angle and the above parameters, which determine the two-dimensional airfoil shape described by the parameters X_i , H_i , and R_i . Usually, the first two parameterization steps facilitate achieving relatively quickly a reasonable solution, although parameterization with steps having $n > 3$ is necessary to get final 2% to 4% gain in hydraulic efficiency.

With the most commonly used blade description comprises of eight (8) cross-sections (projected on spherical surfaces in the case of a Kaplan or Deriaz-type runners, cylindrical for a propeller blade, or parabolic in a case of Francis turbine). As the EA process progresses, the parameterization gets more complex causing the overall calculations process progressing slower towards the final solution.

Examples of completed modernizations

Reason 1 - Design deficiency

The goal: to reduce the frequency of repairs or eliminate them altogether.

The rotor of the newly installed Francis turbine required a major overhaul every two years since its inception. Blade cracks and cavitation pitting required turbine disassembly and resulted in two months of downtime.

A comprehensive diagnostic revealed the possibility of a thorough modification of the rotor (new blades), which would reduce stresses at the cracks and eliminate cavitation erosion.

The blade shape optimization process included stress analysis to limit their maximum values to below 60% of the material's yield strength while maintaining or improving hydraulic efficiency and eliminating cavitation at maximum power.

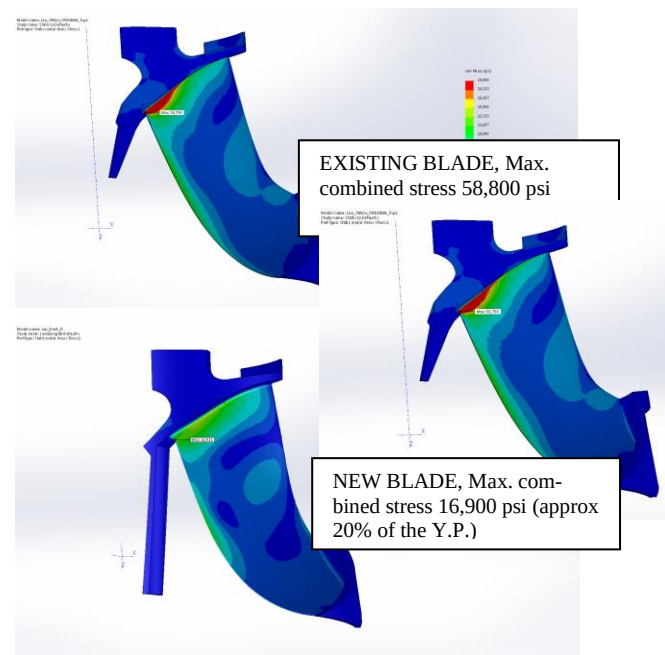


Fig.3 Comparison of stress distribution in the original and new runner segments.

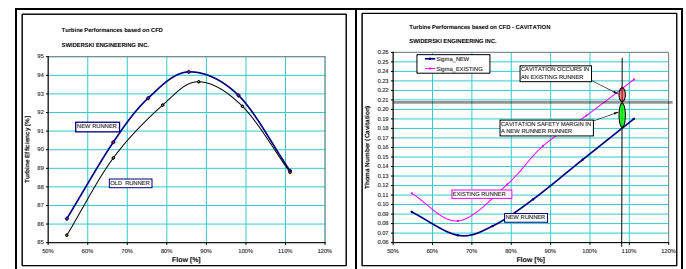


Fig.4 Characteristics comparison if turbine equipped with old and new runners.

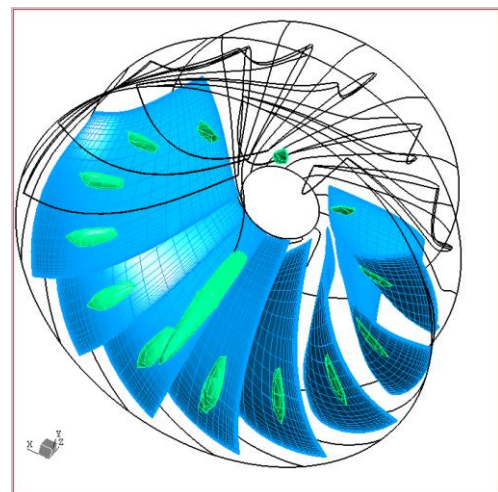


Fig.5 Areas of incipient cavitation at 110% load

Inspections performed at 6, 12, 24, and 36 months revealed no cracks previously observed, and no erosive effects of cavitation were detected.

Turbine power and efficiency were higher than those of the turbine before rotor replacement (approximately 1.2%).

Reason 2 – Change in operating parameters

It was necessary to enable the high-head turbine to operate at partial load for an extended period. The original rotor allowed for stable operation in the 75%-105% minimum load range. Changing hydrological conditions, which occurred after many years of operation, required additional operation of the turbine at 30%-60% load. However, within this range, operational instability in both the turbine set (increased vibrations) and the supply pipeline significantly exceeded acceptable standards. The diagnostics conducted led to the hypothesis that this was caused by instability in the intake pipe, which occurs when the discharge from the rotor is highly non-uniform, which is typical of Francis turbine operation at partial load. The solution used is a combination of three elements:

1. New rotor blades
2. The use of plates separating the inter-blade chambers
3. Increasing the trailing cone (rotor axis)

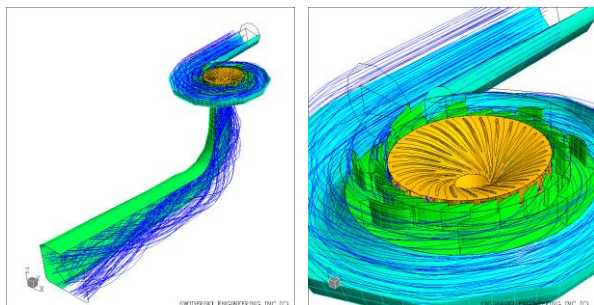


Fig.6 Numerical model used for diagnostics

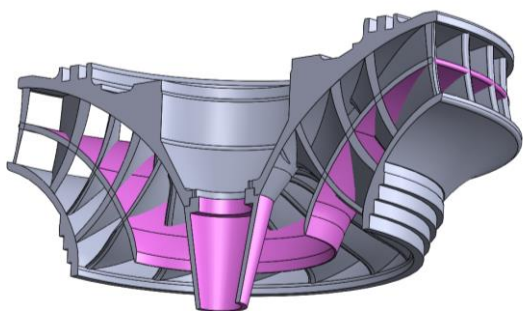


Fig.7 Final model of the new runner

The implementation of this project was a huge challenge because it required significant modification of the parameters that are subject to manipulation in the MODOA optimization process.

Reason 3 – Change in hydraulic conditions

The Lushui generating station's [3] configuration and complex hydrological conditions result in large head and flow variations at the dam which affects operation of the power generating equipment. The operation of the unit was marked by excessive mechanical vibration of the turbine, erosion caused by cavitation requiring periodic repairs and unstable penstock. Significance of penstock instability was so great that some limits of turbine operation were determined by unacceptable movements of penstock supports.

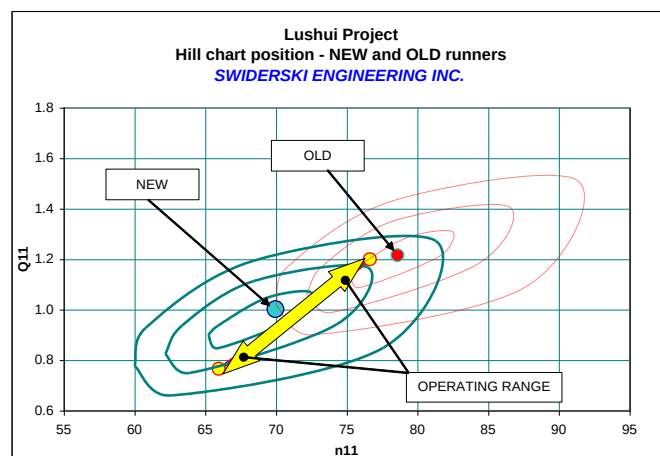


Fig.8 Hill charts illustrating the necessary degree of shift of the turbine characteristics in order to meet the actual requirements of hydrological conditions.

A substantial shift in turbine characteristics was achieved with a special rotor designed to be installed in an existing chamber.

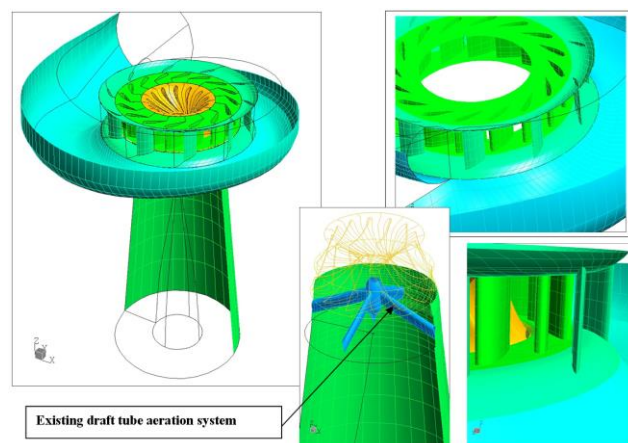


Fig.9 Numerical model used for diagnostics and design optimization through the MODOA process

Of note is the “existing draft tube aeration system” (fig. 9), which was installed in the original turbine and was intended to dampen pressure pulsations while occurring in the draft tube. Unfortunately, its effectiveness was negligible, and the new runner ensured the draft tube's stability within the desired operating range. The original aeration system was dismantled.

Tests conducted during commissioning as well as first two years of operation (over such time the unit has been exposed to whole range of possible hydrological conditions) showed great improvement of turbine and penstock stability. Hydrodynamic effects achieved by this project prove significance in draft tube stability in overall stability of the penstock.

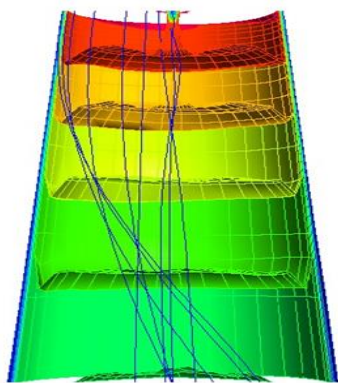


Fig.10 Illustration of flow in the draft tube (maximum efficiency point) – constant velocity surfaces. [3]

Reason 4 - Design deficiency possibly due to mistaken determination of hydrological conditions

The low-head propeller-type turbine had a rather complex configuration, likely due to the project's low budget. Immediately after commissioning, it turned out the turbine set was unable to achieve its target operating parameters (power output was approximately 25% lower than expected). Shortly thereafter, the rotor was replaced, but without measurable effect.

The problem was that hydrological parameters verified by measurements at the commissioned power plant indicated that the reduced rotor speed (n_{11}) exceeded the typical rotational speeds of standard designs by approximately 25%.

The task was to design a rotor that, in cavitation-free operation (the original and modernized rotors caused erosion at the leading edge and throat), would increase the turbine's shaft power by approximately 30%.

In the first stage (Phase 1: Diagnostics of the existing flow system), two zones of severe cavitation were discovered on the runner blades in the operating range corresponding to the expected maximum power.

Determining the actual rotor power in this case was only possible based on simulation results that took cavitation into account. Depending on the intensity of the phenomenon, serious problems with the convergence of the calculation process occurred, and the obtained results often deviated from reality.

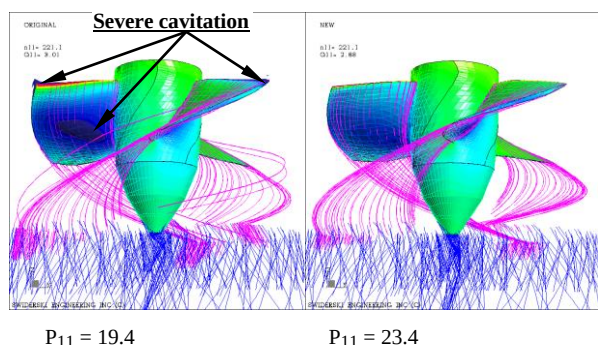


Fig.11 Comparison of flow fields in the runner area for the original (left side) and new (right side) blades for a 97% wicket gates opening.

The calculated turbine power for the existing runner, subject to a difficult-to-estimate error, was approximately 10% higher than the observed power.

The runner equipped with optimized blades (MODOA process) does not experience cavitation, so the CFD results were consistent (within the margin of measurement error) with actual performance.

Final tests with the new rotor showed:

1. A 27% increase in turbine shaft power
2. A significant improvement in turbine stability (reduction of mechanical vibrations)
3. Noise typically caused by cavitation was not noticed.

References

1. **Swiderski J.:** *Design optimization of turbines' flow passages – methodology based on CFD verification*, Swiderski Engineering Inc., HydroVision Conference, Minneapolis, USA 2017.
2. **Swiderski J.:** *Design optimisation of replacement Kaplan runner – CFD application in an optimization algorithm*, 13th International Conference on Hydropower Plants, Vienna, Austria 2004
3. **Swiderski J., Huang J.-X., Ji J., Riley M., Tung T.:** *Francis Turbine Upgrade for Lushui Generating Station by Using CFD - a Case Study*, Great Wall World Renewable Energy Forum, Beijing 2006.
4. **Coello C.A., Lamont G.B., van Veldhuizen D.A. :** *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems*, 2nd edition. , Springer, 2007.

Author

Jacek Świderski, P.Eng., M.Sc., earned his Master of Engineering degree from Politechnika Gdańska. He has worked as a researcher at IMP-PAN (Poland), as a hydraulic engineer at Barber Hymac Hydro Inc. (Canada), and as Chief Hydraulic Engineer at Canadian Hydro Components Inc. (Canada). Since 2000, he has operated as an independent hydraulic engineer under Swiderski Engineering Inc., based in Ottawa, Canada. His main professional interests include the application of numerical flow simulations (CFD) in the design and optimization of hydraulic flow passages in reaction water turbines.

7.4 Modyfikacja spiralnego kanału zbiorczego jako sposób na poprawę sprawności pompy pracującej w trybie turbinowym

Anna Chernobrova, Oleksandr Moloshnyi, Piotr Szulc

Wrocław University of Science and Technology, Wrocław

e-mail: anna.chernobrova@pwr.edu.pl

Wstęp

Odzyskiwanie energii hydraulicznej przy użyciu pomp wirowych w trybie turbinowym polega na zmianie kierunku przepływu przez maszynę i wykorzystaniu jej do obniżenia parametrów hydraulicznych. Dzięki temu możliwe jest zmniejszenie kosztów inwestycyjnych związanych z turbiną w małych elektrowniach wodnych przy zachowaniu odpowiedniego poziomu sprawności. Wirnik uznawany jest za podstawowy element roboczy turbiny lub pompy, jednak współpraca tego elementu ze spiralą jest często pomijana.

Spiralny kanał zbiorczy w pompach dwustrumieniowych odpowiada za odprowadzenie cieczy z wirnika lub jej doprowadzenie w pracy turbinowej. Sposób jego zaprojektowania wpływa na wielkość strat hydraulicznych oraz na położenie optymalnego punktu pracy urządzenia.

Celem przeprowadzonych badań jest określenie wpływu spiralnego kanału zbiorczego na parametry energetyczne pompy pracującej w trybie turbinowym.

Metodyka badawcza

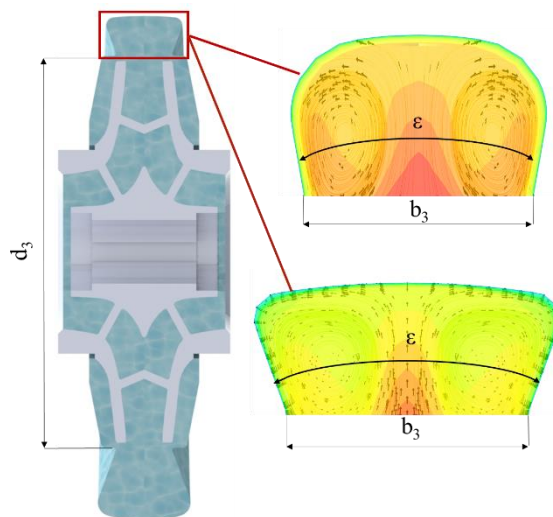
Badania przeprowadzono na pompie dwustrumieniowej charakteryzującej się wysokim kinematycznym wyróżnikiem szybkobieżności. Jej podstawowe parametry to: wydajność 2000 m³/h, wysokość podnoszenia 43 m, prędkość obrotowa 1488 obr/min, kinematyczny wyróżnik szybkobieżności spirali wynoszący 66 oraz wirnika 47.

W badaniach zmieniano parametry geometryczne spiralnego kanału zbiorczego, wybrane zgodnie z zaleceniami Lomakina [1] i Stepanoffa [2] (Rys. 1, Tab. 1):

- powierzchnia przekrojów poprzecznych (na podstawie metody projektowania: zasada zachowania momentu pędu, metoda stałej prędkości),
- szerokość wlotu do spirali – b_3 ,

- średnica wlotu do spirali – d_3 ,
- kształt przekrojów poprzecznych: trapezowy i kołowy,
- kąt rozwarcia ścian – ε .

Modelowanie numeryczne zostało wybrane jako podstawowa metoda analizy pracy pompy natomiast eksperymenty rzeczywiste posłużyły do walidacji wyników symulacji poprzez porównanie uzyskanych parametrów pracy pompy z wynikami numerycznymi.



Rys. 1. Geometryczne parametry kanału spiralnego

Niestrukuralna siatka została wygenerowana w programie ANSYS ICEM CFD. W centralnej części obszaru przepływu zastosowano elementy tetraedryczne, natomiast w pobliżu ścian - warstwy pryzmatyczne. Rozmiar elementów zapewniał zalecaną wartość Y^+ w zakresie 30–300. W celu zmniejszenia liczby elementów siatki obliczeniowej analizowano jedynie połowę części przepływowej pompy dwuwłotowej. Wyniki symulacji dla połowy pompy porównano z wynikami dla pełnej pompy, a różnica wyniosła mniej niż 0,5%.

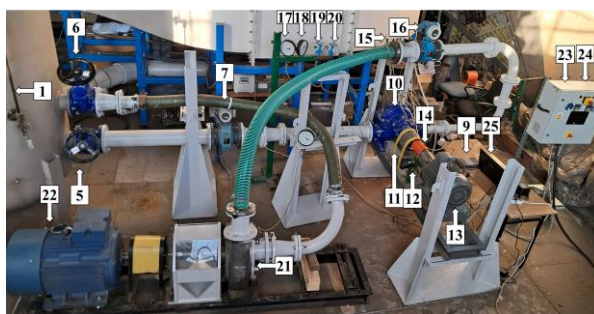
Tabela 1 – Wybrane parametry geometryczne pompy

Typ pompy i spirali	Spirala referencyjna	Spirala według Łomakina	Spirala według Stepanoffa
Metoda	-	Zasada zachowania momentu pędu	Metoda stałej prędkości średniej
Szerokość wlotu (b_3), mm	245	$b_3 = b_2 + 0,05 \cdot D_2$	$b_3 = 2 \cdot b_2$
Średnica wlotowa (D_3), mm	485	$D_3 = (1,03 \dots 1,05) \cdot D_2$	$D_3 = (\rho + 1) \cdot D_2$
Kształt przekroju poprzecznego	-	Trapezowy i kołowy	Trapezowy i kołowy
Kąt rozwarcia ścian (ε)	7.5	20°, 30°, 40°	20°, 30°, 40°

Praca pompy została zasymulowana przy użyciu oprogramowania ANSYS 2022 CFX. Program ten dokonuje dyskretyzacji przestrzennej z wykorzystaniem metody objętości skończonych opartej na elementach. Do sprzężenia ciśnienia i prędkości w CFX zastosowano algorytm Rhie-Chow.

Symulacje przeprowadzono w stanie ustalonym. Do modelowania turbulencji zastosowano uśrednione równania Naviera-Stokesa (RANS) ze standardowym modelem $k-\epsilon$. Przyjęto kryterium zbieżności 0,0001 dla wszystkich równań.

Odchylenie wyników symulacji numerycznej od wyników eksperymentu na stanowisku doświadczalnym (Rys. 2) wyniosło 3,5% przy $1.0Q_{opt}$.



Rys. 2. Stanowisko doświadczalne:

1 – zbiornik, 5, 6 – zawór, 7, 16 – przepływomierz, 9 – rejestrator danych dla elektronicznych przyrządów pomiarowych, 10 – pompa dwuwłotowa (turbina), 11 – sprzęgła, 12 – tachometr foto/kontaktowy, 13 – silnik elektryczny, 14 – miernik momentu obrotowego, 15 – czujniki ciśnienia statycznego, 17, 18, 19, 20 – zestaw pomiaru ciśnienia na ssaniu i tłoczeniu pompy: manometry i elektroniczne przetworniki ciśnienia z wyświetlaczem, 21 – pompa Fr, 22 – silnik elektryczny, 23, 24 – przetworniki częstotliwości, 25 – komputer

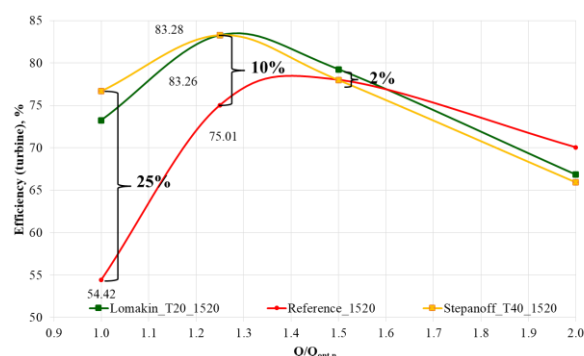
Wyniki badań

Zmiana kanału spiralnego pompy w trybie pompowania spowodowała jedynie niewielkie różnice w parametrach pracy, przy czym podnoszenie i sprawność różniły się tylko o około 2,5%. W trybie turbiny badania numeryczne wykazały istotne różnice między pompami pracującymi z różnymi geometriami spiralnego kanału zbiorczego. Pompa wyposażona w fabryczny kanał spiralny charakteryzowała się najniższą sprawnością. Natomiast pompy z kanałami spiralnymi zaprojektowanymi za pomocą badanych metod wykazały porównywalne ogólne osiągi. Ich zachowanie różniło się jednak przy przepływach odbiegających od punktu projektowego.

Kanał spiralny zaprojektowany metodą stałej prędkości wykazywał wyższą sprawność niż ten zaprojektowany na podstawie zasady zachowania momentu pędu przepływu przy niższych wartościach $Q/Q_{opt,p}$ (Rys. 3).

Patrząc dalej na prawo na krzywej sprawności, a konkretnie w punkcie $1,25 Q/Q_{opt,p}$, nie obserwuje się istotnych różnic między kanałami spiralnymi zaprojektowanymi różnymi metodami. Jednak przy przepływach większych niż $1,25 Q/Q_{opt,p}$, kanał spiralny zaprojektowany metodą zachowania momentu pędu wykazuje wyższą sprawność, różnica wynosi około 2%. Warto

również zauważyć, że różnica w sprawności między zaprojektowanymi kanałami spiralnymi a referencyjnym, opracowanym przez producenta, waha się od 10% do 25%. Potwierdza to, że kanał spiralny ma istotny wpływ na parametry pracy pompy podczas pracy w trybie turbiny.



Rys. 3. Porównanie charakterystyk sprawności pompy w trybie turbiny dla kanałów spiralnych: referencyjnego, Lomakina i Stepanoffa

Przywołania

A. Lomakin, *Tsentrobezhnyye i osevyye nasosy*. Leningrad, USSR: Mashinostroyeniye, 1965.

J. Stepanoff, *Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design, and Application*. Wiley, 1957.

Autorzy

Anna Chernobrova, mgr inż., doktorantka szkoły doktorskiej, zajmuje się modelowaniem 3D, badaniem pompo-turbin na Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Wrocławskiej. Zainteresowania badawcze obejmują maszyny hydrauliczne, zwłaszcza pompy odśrodkowe, mechanikę płynów i technologie oszczędzania energii. Badania mają na celu przyczynienie się do efektywnej eksploatacji zasobów energii, szczególnie w kontekście maszyn przepływowych. Zajmuje się także zagadnieniami związanymi z symulacją ruchu i wymiany powietrza i ciepła w pomieszczeniach budynków oraz ze środowiskiem zewnętrznym. e-mail: anna.chernobrova@pwr.edu.pl

Piotr Szulc, dr hab. inż., prof. uczelni badawczo-dydaktyczny w Katedrze Inżynierii Konwersji Energii na Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Wrocławskiej. Zainteresowania badawcze to: modelowanie procesów ciepło-przepływowych w tym, przepływy jedno i wielofazowe w maszynach, urządzeniach i instalacjach energetycznych, odzysk i wykorzystanie ciepła odpadowego, magazynowanie ciepła wykorzystując procesy przemiany fazowej, zastosowanie materiałów zmiennofazowych do magazynowania ciepła, technologie przyrostowe w izolacjach termicznych. e-mail: piotr.szulc@pwr.edu.pl

Oleksandr Moloshnyi, dr. inż., specjalista ds. konstruowania, testowania, analizy agregatów pompowych oraz inżynierii odwrotnej. Zainteresowania badawcze-przemysłowe to: projektowanie i prowadzenie badań maszyn przepływowych przede wszystkim pomp i turbin oraz układów pompowych, wykonywanie nadzoru nad montażem, remontem, serwisem oraz eksploatacją pomp, przeprowadzanie obliczeń analitycznych; symulacji numerycznych przepływu cieczy oraz eksperymentów; skanowania i drukowania 3D; realizacji projektów z inżynierii odwrotnej. e-mail: omoloshnyi@gmail.com.

Sesja VIII

Układy generacji w elektrowniach wodnych

Session VIII

Generation systems in hydropower plants

- 8.1. Dariusz Borkowski:
*Układy generacji dla przepływowych niskospadowych
małych elektrowni wodnych*
- 8.2. Piotr Kisielewski:
Wysokosprawne generatory synchroniczne na magnesach trwałych
- 8.3. Ievgen Zaitsev, Anatolii Levytskyi,
Vadim Rassovskyi, Pavlo Torzhevskyi:
*Stator bar damage in hydrogenerators slot:
Causes and detection techniques*

8.1 Układy generacji dla przepływowych niskospadowych małych elektrowni wodnych

Dariusz Borkowski

Politechnika Krakowska, Kraków
e-mail: dariusz.borkowski@pk.edu.pl

Wstęp

Przepływowe małe elektrownie wodne (MEW) są to obiekty pracujące w szerokim zakresie zmian spadów oraz przełyku turbin. Rozwiązaniami powszechnie stosowanymi w tego typu obiektach MEW są hydrozespoły bazujące na turbinie Kaplana lub śmigłowe oraz generatorach indukcyjnych klatkowych pracujące przy stałej prędkości obrotowej. Alternatywnym rozwiązaniem są układy mogące pracować ze zmienną prędkością obrotową dzięki zastosowaniu przekształtnika energoelektronicznego. Daje to możliwość dopasowania prędkości obrotowej do aktualnych warunków pracy hydrozespołu. Rozwiązanie to pozwala dodatkowo wyeliminować przekładnię mechaniczną poprzez wykorzystanie wolnoobrotowych maszyn synchronicznych z magnesami trwałymi (PMSM). W pewnych przypadkach koszty inwestycyjne mogą być zbyt wysokie i zastosowanie generatora indukcyjnego wysokosprawnego może być lepszym rozwiązaniem. Układ generacji hydrozespołu ma więc kilka potencjalnych rozwiązań, a ich ocena ekonomiczna wymaga znajomości efektywności tj. sprawności hydrozespołu.

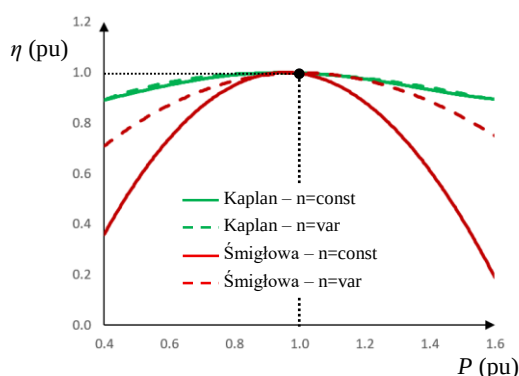
Wypadkowa średnia sprawność przetwarzania energii wody na energię elektryczną hydrozespołu zależy od warunków hydrologicznych ocenianych poprzez wieloletnią krzywą sum czasów trwania przepływów. Prawidłowa analiza wymaga znajomości charakterystyki sprawności hydrozespołu w funkcji przełyku oraz spadów na który oprócz turbiny mają również wpływ inne elementy układu generacji tj. generator, przekładnia, przekształtnik.

W ramach tego artykułu omówione zostały główne elementy hydrozespołu, które mają istotne znaczenie dla wypadkowej sprawności. Należy zaznaczyć, że sprawność tych elementów zależy od wielu parametrów konstrukcyjnych oraz hydrologicznych danej lokalizacji. W artykule posłużono się więc przykładowymi charakterystykami celem porównania wybranych rozwiązań oraz przedstawienia jakościowych zależności w funkcji generowanej mocy. W drugiej części przedstawione zostało porównanie wybranych rozwiązań układów generacyjnych hydrozespołów w postaci wypadkowych charakterystyk sprawności w funkcji mocy.

Charakterystyka głównych elementów układu generacyjnego hydrozespołu

Głównym elementem hydrozespołów mającym największy wpływ na wypadkową sprawność układu gene-

racji jest turbina. Turbiny Kaplana i śmigłowe stosowane w MEW o spadach poniżej 10 metrów to maszyny szybkoobrotowe, gdzie wartość kinematycznego wyróżnika szybkoobrotowości jest definiowana w przedziale od 200 do 300 [1]. Uzyskiwane prędkości obrotowe od 150 do 500 obr/min (w zależności od mocy i spadów) pozwalają na stosowanie przekładni o niewielkiej krotności. Ich dodatkową zaletą jest stosunkowo niewielka średnica w stosunku do przełyku. W MEW niższych mocy i relatywnie stabilnym przepływie stosowane są często **turbiny śmigłowe** z uwagi na ich niższy koszt zakupu i serwisowania. Jednak charakteryzują się one znacznie niższymi sprawnościami w zakresie parametrów oddległych od projektowych. Na rysunku 1 przedstawione zostało porównanie charakterystyk sprawności turbin Kaplana i śmigłowej przy założeniu stałej wartości spadów dla uproszczenia analizy. Wykorzystanie zmiennej prędkości obrotowej poprawia sprawności turbiny śmigłowej i dla punktów pracy oddległych od znamionowych zysk sprawności może wynosić nawet 20%. Niemniej jednak wartości te są w dalszym ciągu dużo niższe niż w przypadku turbiny Kaplana. Istotną zaletą wykorzystania zmiennej prędkości obrotowej jest możliwość uzyskania większych wartości przełyków maksymalnych. Możliwość zwiększenia przełyku poszerza zakres pracy turbiny oraz zwiększa maksymalną moc hydrozespołu.

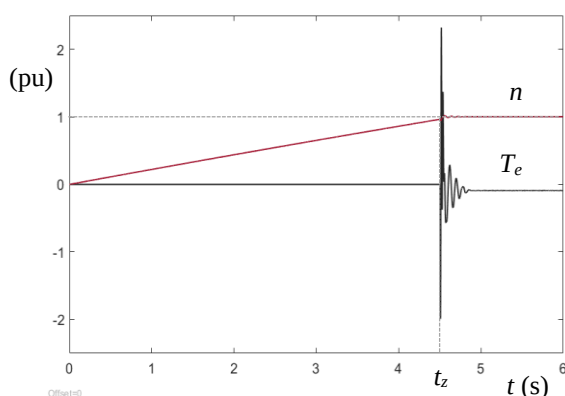


Rys.1 Porównanie przykładowych charakterystyk sprawności turbiny śmigłowej i Kaplana

Turbina Kaplana charakteryzuje się wysoką sprawnością w szerokim zakresie zmiany przełyku turbiny i prędkości obrotowej. Wartość zysku sprawności wynikająca z zastosowania zmiennej prędkości obrotowej widoczna dla parametrów przełyku różnych od znamionowej jest niewielka i z reguły nie przekracza 1%. Możliwość zmiany prędkości obrotowej pozwala jednak na

wybranie punktów pracy na charakterystyce uniwersalnej turbiny i unikanie obszarów narażonych na kawitację. Ponadto istnieje możliwość zmniejszenia zużycia mechanicznych układów regulacji kątów łopat poprzez realizację niewielkich zmian przeloty zmianą prędkości obrotowej.

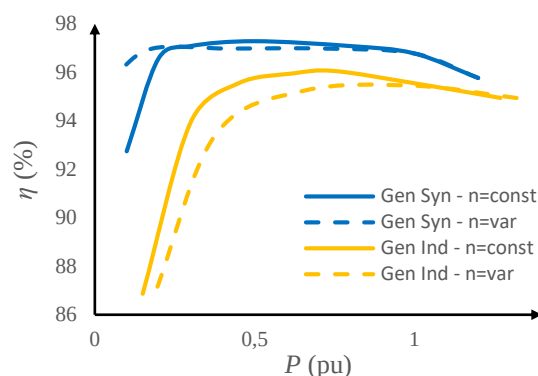
Kolejnym elementem oddziaływującym znacząco na sprawność hydrozespołu jest generator elektryczny. Najpopularniejszym typem generatora stosowanym w układach małej mocy są **maszyny indukcyjne klatkowe**. Charakteryzują się niskim kosztem, dużą dostępnością oraz niezawodnością. Istotną zaletą wpływającą na bezpieczeństwo obsługi i aparatury elektrowni w sytuacjach rozbiegu turbiny jest brak napięcia na zaciskach obracającego się generatora przy braku połączenia z siecią. Ważnym aspektem jest prawidłowe odłączanie baterii kondensatorów tak aby nie doprowadzić do samowzbudzenia generatora. Wadami generatora klatkowego jest brak możliwości regulacji mocy biernej i konieczność kompensacji poprzez zewnętrzne układy. Jest to szczególnie problematyczne w dobie szybko zmieniających się regulacji prawnych (NC RfG [2]) narzucających skomplikowane wymogi techniczne regulacji mocy biernej, zdolności modułów wytwarzania energii do pozostania w pracy podczas zwarcia, czy zapewnienia szybkich prądów zwarciovych. Istotną wadą z punktu widzenia eksploatacji układu mechanicznego hydrozespołu jest występowanie dużych wartości szybkozmiennych momentów elektromagnetycznych na wale generatora podczas procesu podłączenia do sieci elektroenergetycznej [3]. Na Rys. 2 przedstawiono przykładowy przebieg momentu elektromagnetycznego podczas załączenia generatora przy prędkości n bliskiej synchronicznej (w czasie $t_z = 4.5$ s). Jak można zauważyć chwilowy moment generatora T_e przewyższa dwukrotną wartość momentu znamionowego.



Rys.2 Proces podłączenia generatora indukcyjnego klatkowego 110 kW do sieci elektroenergetycznej

Zastosowanie przekształtnika na potrzeby zmiennej prędkości obrotowej eliminuje zjawisko uderów momentu generatora. Ponadto, pozwala zapewnić odpowiednie wartości i dynamikę regulacji mocy biernej dla sieci elektroenergetycznej spełniając rygorystyczne wymagania techniczne. Generatory indukcyjne w zależności od znamionowej sprawności przyporządkowuje się do klas IE (International Efficiency) zgodnie z normami 60034-30-1 i 60034-30-2. Od roku 2021 silniki trójfazowe od 0,75 kW do 1000 kW muszą spełniać

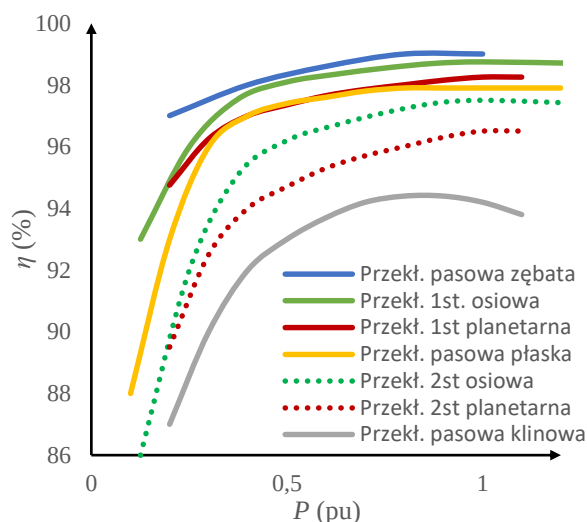
normę IE3 tzn. że dla maszyn o prędkości synchronicznej 1500 (1000) obr/min sprawność przekracza 95% (94%) dla maszyn powyżej 100 kW. Na rynku można jednak znaleźć maszyny klasy IE4 gdzie wartości sprawności przekraczają 96% (95%). Dotyczy to tylko znamionowego punktu pracy maszyny. Istotnym z punktu widzenia dużej zmienności parametrów pracy w elektrowniach przepływowych jest sprawność w funkcji mocy generatora (Rys. 3). Generator indukcyjny utrzymuje sprawność bliską znamionowej w przedziale powyżej 50% mocy znamionowej. Poniżej tej wartości sprawność mocno spada z uwagi na straty mocy związane z mocą bierną niezbędną dla wytworzenia strumienia elektromagnetycznego maszyny. Istnieją sposoby zmniejszenie tych strat poprzez osłabienie strumienia generatora przy mniejszych momentach napędowych, natomiast wymaga to dedykowanych algorytmów sterowania przekształtników. Warto zauważyć, że zmiana prędkości obrotowej również wpływa na sprawność generatora i może powodować jej obniżenie.



Rys.3 Krzywe sprawności generatorów indukcyjnych oraz synchronicznych dla mocy powyżej 100 kW

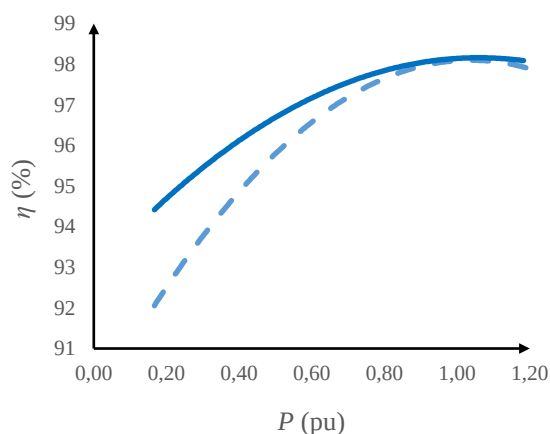
Najczęściej wykorzystywane są generatory o prędkościach 1000 i 1500 obr/min z uwagi na ich dostępność i wysoką sprawność. Wymaga to jednak stosowania **przekładni mechanicznych**, które dodatkowo obniżają sprawność hydrozespołu. Sprawność znamionowa przekładni zależy zasadniczo od przełożenia przekładni, rodzaju przekładni i lepkości oleju smarowego [4]. Generalnie można przyjąć, że przekładnia planetarna ma 1% strat mocy na każdy stopień, gdzie połowa tych strat jest prawie stała, podczas gdy druga połowa zmienia się liniowo wraz z przenoszoną mocą. Przekładnia śrubowa ma 2% strat mocy na każdy stopień [5]. Dodatkowo można wyróżnić przekładanie pasowe gdzie wartości sprawności są silnie uzależnione od rodzaju zastosowanego pasa (zębate, płaskie lub klinowe). Przykładowe charakterystyki sprawności w funkcji obciążenia zostały przedstawione na Rys. 4.

Generatory synchroniczne charakteryzują się wyższymi sprawnościami znamionowymi sięgającymi 97.5%, natomiast ich główną zaletą jest utrzymywanie wysokiej sprawności w szerokim zakresie zmian mocy (Rys. 3). Dodatkowym atutem jest możliwość uzyskania niskich znamionowych prędkości obrotowych w maszynach z magnesami trwałymi poprzez konstrukcję o dużej liczbie par biegunów. Daje to możliwość eliminacji przekładni mechanicznej i bezpośrednie połączenie turbiny z generatorem.



Rys.4 Charakterystyka sprawności przekładni mechanicznej

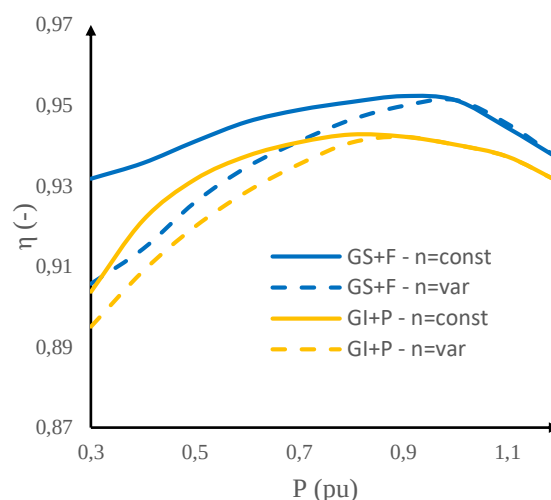
Wadą generatorów z magnesami trwałymi jest brak możliwości regulacji wzbudzenia, co może powodować przepływ mocy biernej pomiędzy generatorem a siecią z uwagi na np. na zmiany napięcia sieciowego w punkcie przyłączenia. Może to również spowodować niespełnienie wymagań technicznych narzuconych przez kodeks NC RfG. Zalecane jest więc zastosowanie **przekształtnika energoelektronicznego (falownika)**, który dodatkowo daje możliwość regulacji prędkości obrotowej. Oczywiście obecność przekształtnika w torze przetwarzania energii powoduje obniżenie jego całkowitej sprawności. Nowoczesne falowniki posiadają jednak wysokie sprawności znamionowe przekraczające 98%. Ich sprawność również jest uzależniona od parametrów pracy (napięcie i prąd generatora) co przedstawia Rys. 5. Obniżenie prędkości obrotowej (linia przerywana) powoduje zmniejszenie napięcia generatora co wymusza zwiększenie prądu oraz w konsekwencji strat przekształtnika [6].



Rys.5 Przykładowa charakterystyka sprawności przekształtnika energoelektronicznego dla stałej prędkości (linia ciągła) oraz zmiennej prędkości obrotowej (linia przerywana).

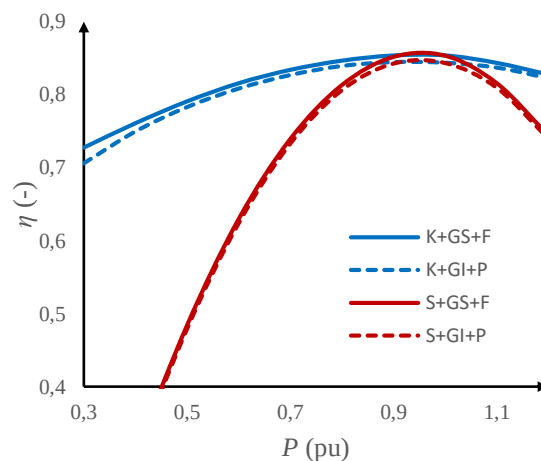
Porównanie wybranych rozwiązań układów generacyjnych

W pierwszej kolejności przedstawiono porównanie układów przetwarzania energii mechanicznej turbiny na energię elektryczną (Rys. 6). Zestawione zostały dwa rozwiązania: Generator Synchroniczny (GS) z Falownikiem (F) oraz Generator Indukcyjny (GI) z Przekładnią mechaniczną (P). Do analizy porównawczej wybrana została przekładnia jednostopniowa planetarna (Rys. 4). Charakterystyki sprawności w funkcji obciążenia zostały zaprezentowane zarówno dla stałej (linia ciągła) jak i zmiennej prędkości obrotowej (linia przerywana). Obniżenie sprawności w przypadku zmiennej prędkości obrotowej powodowane jest głównie przez falownik oraz generator indukcyjny. Zysk sprawności w układach z generatorem synchronicznym wynosi do 2,5% dla 30% mocy.



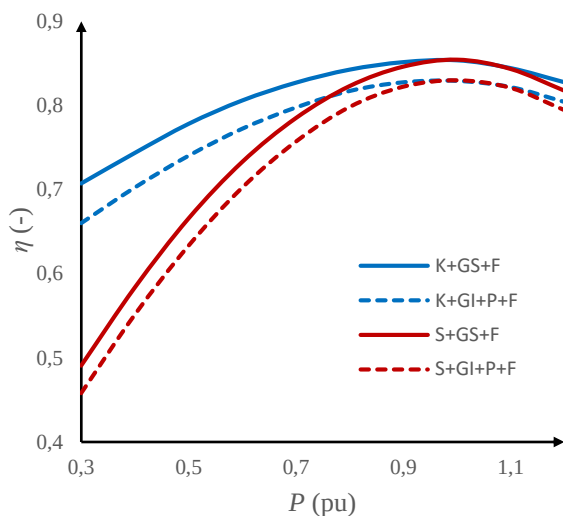
Rys.6 Charakterystyki sprawności układu przetwarzania energii mechanicznej turbiny na elektryczną

W dalszych porównaniach uwzględnione zostały charakterystyki turbin wodnych. W obliczeniach przyjęto znamionową sprawność turbiny wynoszącą 90%. Rysunek 7 prezentuje porównanie rozwiązań układów pracujących przy stałej prędkości obrotowej. W tym przypadku decydujący wpływ na wartości sprawności ma typ zastosowanej turbiny (K – Kaplan, S – Śmigłowa).



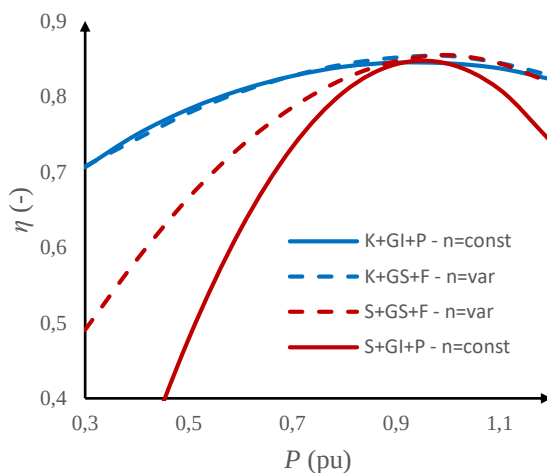
Rys.7 Charakterystyki sprawności hydrozespołów o stałej prędkości obrotowej

Większe zróżnicowanie sprawności układów widoczne jest w przypadku zmiennej prędkości obrotowej (Rys. 8). Wykorzystanie wysokosprawnych generatorów synchronicznych zwiększa całościową sprawność od 2% do 4% zarówno dla turbiny Kaplana jak i śmigłowej.



Rys.8 Charakterystyki sprawności hydrozespołów o zmiennej prędkości obrotowej

Na wykresie 9 porównane zostały powszechnie stosowane układy turbin z generatorami indukcyjnymi (GI) pracujące przy stałej prędkości obrotowej z układami pracującymi wykorzystującymi generatory synchroniczne (GS) oraz zmienną prędkość obrotową. O ile w przypadku turbiny Kaplana zysk sprawności nie jest znaczący to w układach z turbiną śmigłową przyrost sprawności sięga 20%.



Rys.9 Charakterystyki sprawności hydrozespołów wybranych układów.

Podsumowanie

W artykule dokonano charakterystyki głównych elementów toru przetwarzania energii hydrozespołów najniższych spadów. Zwrócono szczególną uwagę na parametr sprawności oraz jej zmienność wynikającą z zastosowania regulacji prędkości obrotowej.

Wykorzystanie układów z wysokosprawnym generatorem synchronicznym oraz przekształtnikiem daje największe korzyści w postaci zwiększonej sprawności w przypadku turbiny śmigłowej. W przypadku turbiny Kaplana zysk sprawności nie jest znaczący. Natomiast należy zaznaczyć, że trzeci stopień regulacji pozwala na dodatkową optymalizację pracy w przypadku zmiany spadu oraz omijanie obszarów pracy narażonych na kawitację.

Ponadto, obecność przekształtnika daje dodatkowe możliwości precyzyjnej kontroli mocy biernej co odpowiada najnowszym wymaganiom stawianym układom generacyjnym przyłączanym do sieci elektroenergetycznej (NC RfG). Dodatkowo, układ taki można wykorzystać do lokalnej kompensacji mocy biernej czy świadczenia usług systemowych.

Przywołania

1. **De Siervo F., De Leva F.:** *Modern designing Francis turbines*, Water power & Dam Construction, August 1976.
2. **Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016** Establishing a Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators (NC RfG). 2016. Available online: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ%3AJOL_2016_112_R_0001 (accessed on 20 August 2025).
3. **Borkowski D., Tulicki, J.** *Analysis of electromagnetic torque pulses of squirrel cage induction generator during connection with power grid*, 2018 International Symposium on Electrical Machines (SME), Andrychów, Poland, 2018, doi: 10.1109/ISEM.2018.8442653
4. **Dudley D. W., Sprengers, J., et al,** *Gear motor handbook*, ISBN 3-540-58988-0, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1995, pp.314-325.
5. **Hau E.,** *Wind turbines, fundamentals, technologies, application, economics*, ISBN 3-540-24240-6 Springer Berlin Heidelberg, New York, 2006, pp.297-299.
6. **Borkowski D., Węgiel T.,** *Small Hydropower Plant with Integrated Turbine-Generators Working at Variable Speed*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 28, no. 2, June 2013, pp. 452-459, doi: 10.1109/TEC.2013.2247605

Autor

Dariusz Borkowski, dr. hab. inż., profesor Politechniki Krakowskiej, specjalizuje się w badaniach układów hydroenergetycznych pracujących przy zmiennej prędkości obrotowej oraz optymalizacji pracy i zarządzania energią w układach hybrydowych.

8.2 Wysokosprawne generatory synchroniczne na magnesach trwałych

Piotr Kisielewski

KISIELEWSKI Sp. z o.o.,
Ligota Wołczyńska, Wrocław
e-mail: piotr.kisielewski@kisielewski.pl

Wstęp

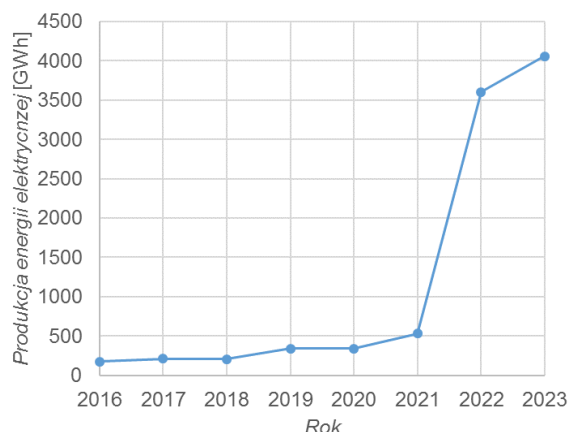
Na przestrzeni ostatnich lat widoczny jest silny wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) [1]. Znaczący wzrost cen energii elektrycznej przyczynił się do skrócenia czasu zwrotu z inwestycji nowo budowanych elektrowni. Coraz większe znaczenie odgrywają małe instalacje OZE o mocach od 50 do 1000 kW. Według Urzędu Regulacji Energetyki (URE) [2] liczba instalacji OZE (o mocy od 50 do 1000 kW) wyniosła 5620 (stan na 31.12.2023). Moc zainstalowana w tych instalacjach wyniosła 4146 MW. Zestawienie instalacji OZE z podziałem na rodzaj źródła pokazuje tabela 1.

Tab. 1. Małe instalacje OZE w podziale na rodzaj źródła (stan na rok 2023)

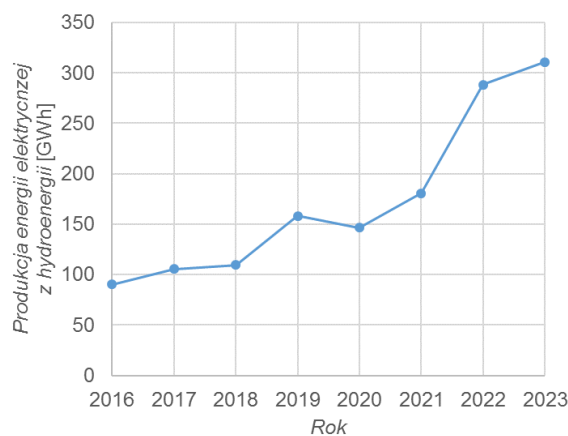
Rodzaj instalacji OZE	Liczba instalacji	Moc zainstalowana [MW]
Hydroenergia	412	99,3
Energia wiatru	602	396,4
Energia promieniowania słonecznego	4411	3565,5
Biogaz	187	80,0
Biomasa	8	4,8
Łącznie:	5620	4145,9

URE śledzi tempo rozwoju OZE i przedstawia wyniki w corocznych raportach [2]. Na ich podstawie sporządzono przebieg produkcji energii elektrycznej z małych instalacji OZE (rys. 1). Na wykresie widać trend wzrostowy produkcji energii elektrycznej z tych źródeł. W roku 2016 liczba wytwórców w małych elektrowniach instalacjach OZE wynosiła 428. Natomiast po ośmiu latach (stan na dzień 31.12.2023), liczba ta wzrosła siedmiokrotnie i wyniosła 3025 (jeden wytwórca może posiadać więcej niż jedną instalację). Odnotowano imponujący wzrost generowanej energii elektrycznej z poziomu 177 GWh (z roku 2016) do 4059 GWh (rok 2023).

Silny wzrost nastąpił szczególnie w produkcji energii elektrycznej z energii promieniowania słonecznego. Wzrost ten szczególnie widać w latach 2021-2022. W czasie 1 roku zarejestrowano wzrost wytworzonej energii elektrycznej z poziomu 115,5 do 2594 GWh. Znaczący wzrost generowanej energii elektrycznej w latach 2016-2023 odnotowano również w hydroelektrowniach, w których zwiększono produkcję energii ponad 3-krotnie (rys. 2).



Rys. 1. Przebieg produkcji energii elektrycznej w małych instalacjach OZE w latach 2016-2023

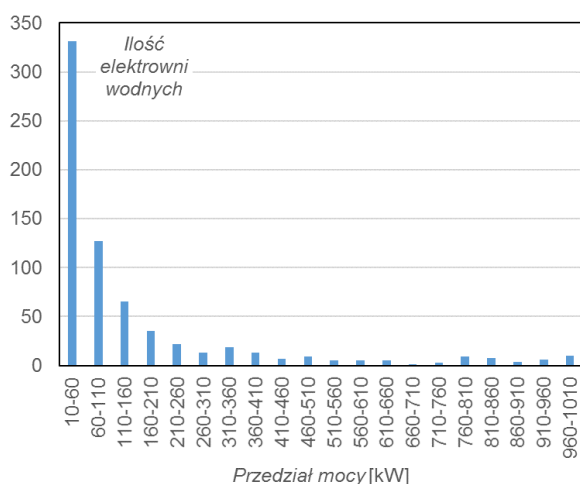


Rys. 2. Przebieg produkcji energii elektrycznej z hydroenergii w latach 2016-2023

Najwięcej elektrowni wodnych w Polsce posiada stosunkowo małą moc zainstalowaną (rys. 3). Z wykazu małych instalacji OZE pokazanych w Raporcie Prezesa URE [2] można dostrzec, że aż ok. 82 % elektrowni posiada moc zainstalowaną w przedziale od 20 do 250 kW.

Niejednokrotnie w jednej elektrowni znajduje się kilka zespołów wytwórczych o różnych mocach. Większość jednostek wytwórczych to klatkowe generatory indukcyjne, w większości przypadków są to maszyny katalogowe. Wybór tej maszyny jest nieprzypadkowy, ponieważ pochodzi ona z produkcji wielkoseryjnej, więc jest relatywnie tania i nie wymaga zastosowania układów regulacji wzbudzenia, jak to ma miejsce w przypadku ge-

neratorów synchronicznych o wzbudzeniu elektromagnetycznym. Niestety poza wspomnianymi zaletami, posiada znacznie więcej wad takich jak: niska sprawność, brak regulacji współczynnika mocy, słaba stabilność, brak odporności na prędkości rozbiegowe od turbin wodnych (Francisa, Kaplana) oraz mała liczba biegunów, przez co ich prędkość znamionowa jest kilkukrotnie większa od znamionowej prędkości turbiny, przez co wymuszone jest zastosowanie przekładni. Ponadto niski współczynnik mocy wymusza zastosowanie dodatkowych baterii kondensatorów wraz z układem automatyki.



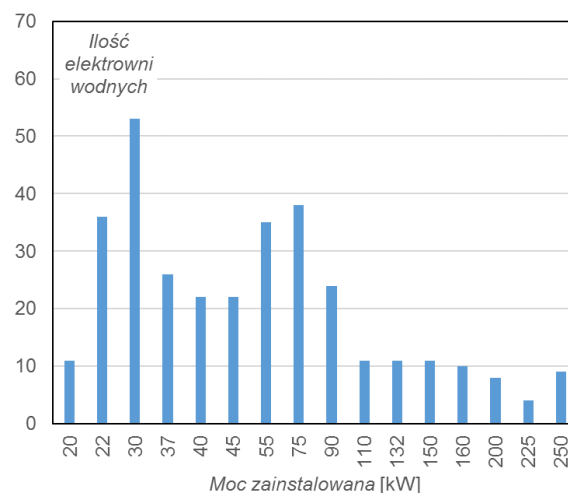
Rys. 3. Liczba elektrowni wodnych w zależności od wybranych przedziałów mocy zainstalowanej w zakresie od 10 do 1000 kW

Przekładnie obok generatorów indukcyjnych stwarzają największe problemy eksploatacyjne i są planowane do modernizacji. Przekładnie są dość uciążliwe, poprzez zbyt wysoki hałas. Posiadają one łożyska wymagające częstych przeglądów i napraw. Ponadto obniżają znacząco sprawność całego bloku wytwórczego.

Wszystkie wspomniane problemy wskazują na nieefektywne przetworzenie energii wody jako źródła w produkcji energii elektrycznej przy wykorzystaniu istniejących rozwiązań. Dlatego zasadnym jest zastosowanie takiej konstrukcji generatora elektrycznego posiadającego wysoką sprawność w dużym zakresie mocy generowanej, dużej liczbie biegunów, a tym samym małej znamionowej prędkości obrotowej, aby wyeliminować przekładnię. Odpowiednio dobrane łożyska umożliwią pracę zarówno w pozycji poziomej (posadowienie na łapach), jak i pionowej (montaż kołnierkowy). Pożądanym byłoby zaprojektowanie tylko jednej uniwersalnej maszyny, która umożliwi generowanie mocy w całym zakresie mocy jednostek wytwórczych oraz w pełnym zakresie prędkości obrotowej w małych instalacjach OZE. Przez co znacząco zredukowałoby się koszty związane z zaprojektowaniem, wykonaniem dokumentacji konstrukcyjnej oraz przeprowadzenia niezbędnych testów ruchowym. To te koszty odgrywają kluczową rolę w produkcji jednostkowych, nisko-mocowych maszyn elektrycznych.

Sprostanie wymaganiom stawianym generatorowi uniwersalnemu wspomnianemu we wstępie jest niełatwe ze

względem na szeroki zakres mocy i prędkości obrotowej. Wiedząc, że ok. 82 % małych instalacji OZE posiada moc zainstalowaną nie większą niż 250 kW, zbadano jakie moce wytwórcze są dostępne w tych elektrowniach. Na rysunku 4 zaprezentowano moce zainstalowane, które pokrywają się z typoszeregiem silników indukcyjnych producentów maszyn elektrycznych. Udział maszyn wykazanych w przedziale od 20 do 250 kW stanowi 64 % wszystkich maszyn. Dobitnie to pokazuje, że wspomniane instalacje OZE są wyposażone w maszyny katalogowe.



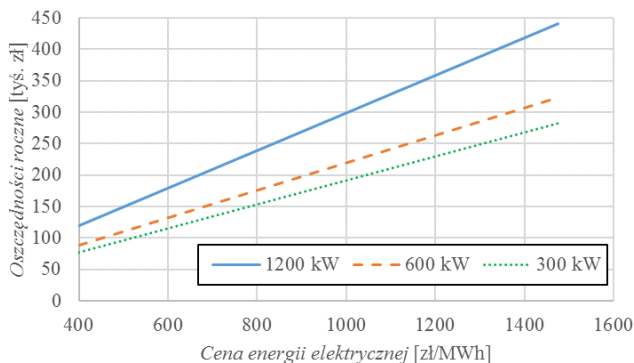
Rys. 4. Liczba elektrowni wodnych w zależności od mocy zainstalowanej od 20 do 250 kW pokrywających się z typoszeregiem silników indukcyjnych

Rola wysokosprawnych maszyn elektrycznych w energetyce

Ze względu na ogólnie niską świadomość zasady działania maszyny elektrycznej, generatory dla energetyki wodnej są często niepoprawnie określone na etapie projektowania elektrowni i w konsekwencji później producent generatora nie ma możliwości zaproponowania lepszego rozwiązania aniżeli przyjęte w koncepcji elektrowni. Bardzo często wymagania dotyczące rodzaju maszyny wynikają z lokalnych warunków przyłączenia określanych przez zarządców sieci energetycznych. Wymagania dla generatorów średniej mocy od kilkuset kW do kilku MW są bezrefleksyjnie kopiowane z wielkich projektów. Stąd często niepotrzebnie stawia się wymagania maszynom np. co do możliwości regulacji współczynnika mocy a nie zwraca się uwagi na optymalne wartości sprawności generatora. W dużych generatorach o mocach rzędu kilkudziesięciu lub kilkuset MW ma to istotne znaczenie gdyż te maszyny w systemie oprócz dostarczania mocy czynnej pełnią również funkcje regulacyjne i bilansujące. W generatorach średniej mocy, doświadczenie firmy KISIELEWSKI wskazuje, że na kilkadziesiąt zaprojektowanych, wykonanych i dostarczonych układów regulacji wzbudzenia tylko w kilku przypadkach klient życzył sobie odblokowania możliwości regulacji współczynnika mocy. W pozostałych układach klienci życzyli sobie zablokowania możliwości regulacji współczynnika mocy i prądu wzbudzenia uznając te możliwości za zbędne.

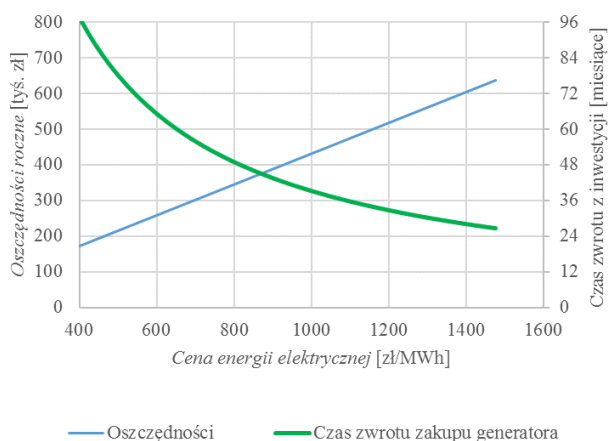
Taka maszyna pozbawiona możliwości regulacji zachowuje się identycznie jak maszyna z magnesami trwałymi, ale ma niższą sprawność.

Na rysunku 5 przedstawiono wartość oszczędności rocznych przy zastosowaniu generatorów wysokosprawnych z magnesami trwałymi w odniesieniu do generatorów klasycznych



Rys. 5. Oszczędności wynikające z zastosowania wysokosprawnych generatorów

Jednocześnie również dla eksploatowanych elektrowni należy rozważyć czy jest ekonomicznie uzasadniona wymiana działających jeszcze maszyn na nowe. W wielu przypadkach taka wymiana zwraca się po relatywnie krótkim czasie. Na rysunku 6 przedstawiono czas zwrotu wynikający z wymiany generatora. Jest on zależny od cen energii i często czas zwrotu zamyka się w kilku latach, co nie jest długim okresem w odniesieniu do czasu eksploatacji elektrowni sięgającego kilkadziesiąt lat.



Rys. 6. Czas zwrotu inwestycji w generator wysokosprawny

Podsumowanie

Wybór rodzaju generatora elektrycznego jest niezbędny już na początku projektowania elektrowni. Taka decyzja powinna być podjęta świadomie, tak jak wybór rodzaju turbiny wodnej, gdzie zmiana jej rodzaju na dalszym etapie projektowania czy budowy elektrowni już jest niemożliwa.

Każda aktualnie eksploatowana elektrownia powinna być poddana analizie pod kątem opłacalności jej modernizacji poprzez zastosowanie wysokosprawnych generatorów elektrycznych z magnesami trwałymi

Przywołania

1. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Agencja Rynku Energii S.A, za lata 2016-2023.
2. Wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce w małych instalacjach OZE, Raport Prezesa URE, Warszawa, za lata 2016-2023.
3. Dąbrowski M.: Konstrukcja maszyn elektrycznych, WNT, 1977.
4. Dąbrowski M.: Projektowanie maszyn prądu przemiennego, WNT, 1988.
5. Patent P.418468 Sposób cięcia blachy elektrotechnicznej i segment wycięty z blachy elektrotechnicznej

Autorzy

Piotr Kisielewski, dr inż., ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej w roku 2005, uzyskując tytuł magistra. W latach 2005 – 2009 był zaangażowany w działalność uczelni w ramach doktoratu. Efektem pracy doktorskiej było opracowanie badań w zakresie: *Polowo-obwodowa analiza stanów nieustalonych turbogeneratorsa*. Po zakończeniu pracy doktorskiej objął funkcję adiunkta na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej w Katedrze Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych, gdzie do 2018 roku sprawował funkcję Kierownika Laboratorium Symulacyjnych Badań Maszyn Elektrycznych. Jest autorem bądź współautorem ponad 100 publikacji naukowych drukowanych w czasopiśmie naukowych oraz prezentowanych na konferencjach naukowych w kraju i za granicą. Obecnie Właściciel i Prezes Zarządu firmy Kisielewski Sp. z o.o.

8.3 Stator bar damage in hydrogenerators slot: Causes and detection techniques

Ievgen Zaitsev, Anatolii Levytskyi

Department of the Teoretical Electrical Engineering and
Diagnostic of Electrical Equipment, The Institute of
Electrodynamics of the NAS of Ukraine
03056, Kyiv, Ukraine
e-mail: zaitsev@i.ua

Vadim Rassovskyi, Pavlo Torzhevskyi

PJSC "Ukrhydroenergo"
Vyshgorod, Kyiv region, Ukraine
e-mail: v.rassovskyi@uhe.gov.ua

General

Reliable and continuous operation of high-power electric machines, especially hydrogenerators engaged in electricity production and grid regulation, requires the measurement of control and diagnostic parameters of their critical components, as well as analysis of their behavior over time under various operating conditions [1]. Stator windings, both in the slots and in the end regions, are exposed to high electric field voltages, thermomechanical stresses, and significant mechanical forces occurring during transient regimes, short circuits, and similar scenarios.

Ensuring uninterrupted and reliable operation of high-power electrical machines, particularly large hydro-generators involved in electricity production and grid balancing, is not feasible without the application of monitoring tools to determine control and diagnostic parameters of their critical components, followed by analysis of these parameters and their temporal evolution under various operating conditions. During machine operation, the windings located in the slots and end regions are subjected to high electric field voltages, thermo-mechanical stresses, and substantial mechanical forces that arise during transient operating modes, short circuits, and other abnormal events.

These factors are often interdependent and, in most cases, can lead to insulation degradation within the windings. Such degradation may result in severe operational failures and, ultimately, complete machine shutdown. Identifying the precise cause of insulation failure in an operating machine is generally impractical due to the complexity and simultaneity of influencing factors. One notable secondary factor, illustrated in Fig. 2, is the vibration of the bars within the stator slots, which primarily arises from the loosening of wedge clamps.

In the stator core of a high-power generator, wedges exert radial forces that constrain the movement of the bars relative to the core iron. Over time, however, the wedge system may loosen, reducing the clamping force on the bars. As a result, radial displacement of the bars occurs during machine operation, leading to the emergence of radial vibrations.

Advanced diagnostic methods, including vibration analysis and partial discharge monitoring, can provide early indications of insulation degradation and mechanical

loosening, thereby enabling preventive maintenance interventions before catastrophic failure occurs.

Review of solutions

Traditionally, the tightness of stator core wedges in large generators is inspected with the rotor removed during maintenance [2]. A common method involves tapping each wedge and listening to the resulting sound; a characteristic "hollow sound" indicates a loose wedge. This process is time-consuming and subjective.

Automated systems have been developed to improve inspection efficiency. The compact Robotic Inspection Vehicle™ (Iris Power, Canada) with the Stator Wedge Analyzer (SWA) can inspect wedges without removing the rotor. The device attaches magnetically to the stator and moves along each slot. A small hammer taps each wedge multiple times, and an accelerometer measures vibration. Wedges exceeding predefined vibration thresholds are considered loose. Results are displayed numerically and on a color-coded map, allowing rapid identification of weak areas.

For hydro-generators with smaller air gaps, one rotor pole must be removed to insert the RIV-702. Non-contact radial vibration sensors for operating generators exist (e.g., VibroSystem DCS-400), but technical specifications are not publicly disclosed.

Non-contact electrocapacitive sensor for measuring stator bar vibrations in slot

The development of specialized measurement tools capable of promptly detecting unacceptable amplitudes of radial vibrations of stator winding bars in slots can effectively address this issue. The relevance of creating such instruments is further reinforced by the fact that the generating equipment of Ukrainian HPPs and PSHPs (excluding the Dniester PSHP) has been in long-term operation and has reached or exceeded its design life. Consequently, the likelihood of excessive bar vibrations in these machines is significant, which may lead to unplanned outages before scheduled maintenance.

For monitoring and assessing the vibrational condition of the radial vibration of stator bars in slots, it is proposed to use a stationary monitoring system. The sensing element (sensor) is installed in place of a wedge and fixed to the stator core slot using a mounting plate as showing in Fig. 1.

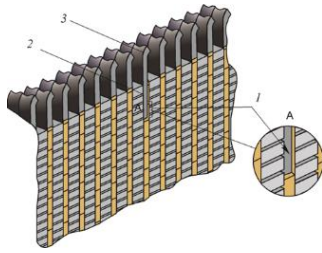


Fig.1 Example of sensor mounted at the stator core

Fig. 2 showing stator core winding bars of a hydro-generator before the installation of the capacitive sensor (left) and after installation (right), where: 1 – stator core; 2 – winding bars; 2.1 – bar conductors; 2.2 – bar insulation; 3 – wedge; 3.1, 3.2 – dielectric spacers for securing the bars in the slot using the wedge; 4 – capacitive sensor; 4.1 – sensor electrode plate; 4.2 – set of adjustable dielectric spacers; 4.3 – sensor housing; 4.4 – mounting plate for installing the sensor onto the stator core slot.

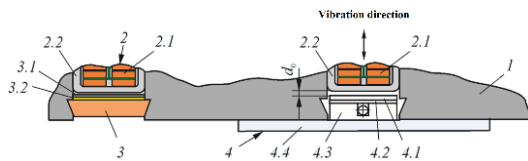


Fig.2 Model of stator core winding bar

The general view of the sensor mounted on the wedge is shown in Fig. 3. The number of thin adjustable dielectric spacers (4.2) is selected to ensure the nominal initial gap d_0 in the sensor. The total thickness of the dielectric spacers T can be determined as:

$$T = D - (G + S), \quad (1)$$

where T is the total thickness of the spacers; D is the distance between the stator bar and the mounting plate; G is the gap between the sensor plane and the stator bar; and S is the thickness of the sensor.

In this case, the electrical capacitance of the sensor C is functionally dependent on the gap G , and therefore on the vibration amplitude of the stator bar. The measurement range of the bar vibration amplitude as:

$$\begin{aligned} A(t) &= 2\Delta d(t) \\ \text{if } d(t) &= d_0 \pm \Delta d(t) \end{aligned} \quad (2)$$

In Fig. 3 shows vibration measurement scheme, where 1 is the stator core; 2.1 is the plates of rectangular conductors of the winding core, which are under zero potential; 2.2 is the core insulation; 3 is the dielectric substrate; 3.1 is the potential electrode of the sensor; 3.2 is the adjusting substrates.

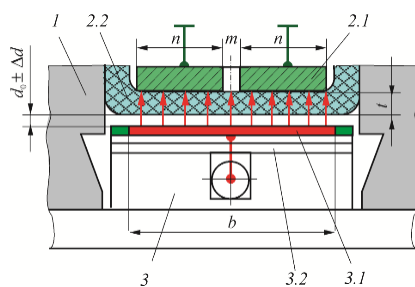


Fig.3 Vibration measurement principle

In Fig. 4, an example of the sensor is shown during full-scale tests to check the installation on the stator wedge.



Fig.4 Example of electrocapacitive sensor for measuring stator bar vibrations

The sensor is designed in such a way that the electrical capacitance is measured between the sensor's potential electrode (3.1) and the bar conductors (2.1). It should be noted that, prior to installing the sensor, the surface of the bar insulation (2.2) facing the potential electrode must be cleaned of the semiconductive coating, which may have been applied to the insulation to suppress the effect of partial discharges.

Conclusion

This study has presented the design and implementation of a capacitive sensor system for monitoring the radial vibration of stator winding bars in large hydrogenerators. The solution enables real-time diagnostics without rotor removal and provides higher accuracy compared to traditional inspection methods, offering a practical tool for predictive maintenance and improving operational reliability.

References

1. **Levytskyi, A., Zaitsev, I., Kobzar, K., Titko, V.** *Methods and means of state control of compression of stator core powerful turbogenerators.* Kyiv, Naukova Dumka. 140 p. 2023. DOI: <https://doi.org/10.15407/978-966-00-1846-4>
2. **Wojciech K., Przemysław W., Mladen S.** *Limited Access Inspection of Turbo Generators.* *Przegląd Elektrotechniczny.* 2017. R. 93, NR 11. Pp. 91–95. doi:10.15199/48.2017.11.19.

Authors

Ievgen Zaitsev, DSc, received the B.Tech. and M.Tech degrees in measurement engineering from National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, Ukraine, in 2005 and 2007. He currently working at the Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine. Specializes in smart sensor for fault diagnosis system of energy equipment.

Anatolii Levytskyi, DSc, He currently working at the Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine. Specializes in capacitive sensor and methods of their calculation.

Vadim Rassovskyi, PhD, graduated in 1987 in Power Plants from Kyiv Polytechnic Institute. He currently works at PJSC "Ukrhydroenergo" as a Chief Engineer. His area of responsibility includes hydroelectric power plants belonging to the PJSC "Ukrhydroenergo".

Pavlo Torzhevskiy, graduated in 1999 in Power Plants from Kyiv Polytechnic Institute. He currently works at PJSC "Ukrhydroenergo" as the Director of the Repair Department. His area of responsibility includes hydroelectric power plants belonging to the PJSC "Ukrhydroenergo".

Sesja IX

Układy generacji w elektrowniach wodnych

Session IX

Generation systems in hydropower plants

- 9.1. Maciej Kaniecki, Matiusz Hajdarowicz, Bartłomiej Ośmiałowski:
*Wodą smarowane - opowieść o historii powstania produktu
i współczesnych systemach łożyskowych marki Thordon Bearings*
- 9.2. Karolina Górlicka, Jerzy Przydatek:
Filtracja wody w energetyce wodnej
- 9.3. Waldemar Janicki:
Pomiary drgań bezwzględnych turbin wodnych - zagadnienia wybrane
- 9.4. Petr Ševčík, Richard Bischof, Lukáš Rinka
Optymalizacja pracy hydrozespołu na podstawie sprawności i wibracji

9.1 Wodą smarowane - opowieść o historii powstania produktu i współczesnych systemach łożyskowych marki THORDON Bearings

Maciej Kaniecki, Mariusz Hajdarowicz, Bartłomiej Ośmiałowski

T-G DNALOP Sp. z o.o., Redzikowo k. Słupska

e-mail: maciej@thordonbearings.com, mariuszh@thordonbearings.com, barteko@thordonbearings.com

Wprowadzenie

Współczesne urządzenia służące produkcji energii elektrycznej, ze względu na rosnące wymagania szeroko pojętego rynku energii, muszą charakteryzować się coraz większą niezawodnością w długoletnim okresie eksploatacji. Turbozespoły wodne są oczywistym przykładem postępu, jaki dokonał się na przestrzeni minionych dekad w procesach konstrukcyjnych i produkcyjnych, pozwalając osiągnąć wysoką żywotność tych maszyn. Jednym z kluczowych elementów turbin wodnych, znacząco wpływających na ich niezawodność, są systemy łożyskowania i uszczelnień. Firma THORDON Bearings, jako jedna z pierwszych na świecie wprowadziła do masowej produkcji układ łożysk prowadzących, opartych na materiałach elastomerowych, smarowanych wodą. W ten sposób zapoczątkowała i rozpowszechniła, jako światowy lider tej technologii, konstrukcje ekologicznych układów łożysk smarowanych wodą i samosmarnych.

Narodziny firmy

Historia powstania firmy THORDON Bearings sięga roku 1911. Założycielem małego zakładu mechanicznego, świadczącego usługi z zakresu wykonawstwa urządzeń mechanicznych był major rezerwy **George J. Thomson**.



Rys.1 Założyciel firmy G.J.Thomson

Firma od rozpoczęcia swej działalności sukcesywnie rozwijała swoje umiejętności projektowe i wytwórcze w branży mechanicznej. Kolejnym właścicielem firmy był syn założyciela. W latach 60-tych na czele rozrastającego się zakładu stanął wnuk pierwszego właściciela

George A. (Sandy) Thomson, człowiek o rozlicznych talentach i umiejętnościach. Z zawodu inżynier mechanik, z zamiłowania pilot, sternik dalekomorski, muzyk i fotograf w jednym. Początki swojej drogi zawodowej związał z przemysłem pompowym, jednak już wówczas, tj. w latach 60-tych ubiegłego wieku zajął się wraz ze swoim wujem – chemikiem procesowym, doбором materiału i projektowaniem pierwszych łożysk smarowanych wodą, zaopatrzonych również w układy uszczelniające własnej konstrukcji.



Rys.2 George A. (Sandy) Thomson wieloletni prezes firmy i główny wynalazca kluczowych produktów marki

Był to okres w dziejach techniki budowy maszyn, gdzie dominowały olejowe układy łożyskowe, a projekty łożysk smarowanych wodą dopiero „raczkowały” w zaciszu uczelni technicznych i działach rozwoju niektórych firm projektowych. THORDON Bearings był pierwszą firmą, która na szeroką skalę wprowadziła układy łożysk smarowanych wodą i łożysk bezsmarowych na rynki przemysłu pompowego, okrętowego jak również hydroenergetyki. Współcześnie łożyska prowadzące, zainstalowane w wielu z największych hydrozespołów na świecie są wyposażone w układy smarowane wodą oparte na najbardziej znanym produkcie firmy - elastomerze SXL. Firma od momentu rozwoju produktów łożyskowych przeszła długą drogę rozwoju, obecnie gama produktów THORDON Bearings dedykowanych hydroenergetyce, obejmuje nie tylko łożyska prowadzące, ale również układy przygotowania wody, łożyska samosmarne dla aparatów kierowniczych czy też całą gamę rozwiązań uszczelnień wałów. W kolejnym rozdziale

zaprezentowano krótką charakterystykę wybranych rozwiązań, dedykowanych dla hydroenergetyki. Co równie istotne, THORDON Bearings pozostaje w „rodzinnych rękach”, obecnym prezes firmy jest Anna Galoni, córka Sandy Thomsona.

Przegląd produktów firmy

Łożyska prowadzące turbin wodnych

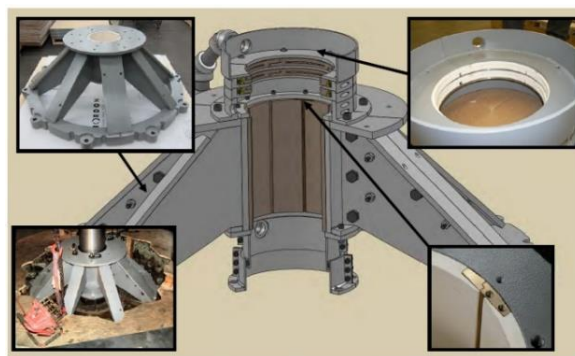
Najbardziej znanym materiałem, rozwijanym przez wiele lat był i nadal jest elastomer XL, unowocześniony do obecnie stosowanego SXL. Stanowi on materiał bazowy produkowanych przez firmę łożysk prowadzących smarowanych wodą. Obecnie układy łożyskowe tego typu są sprzedawane przez firmę na całym świecie. O niezawodność produktu świadczy fakt, że wiele z największych hydrozespoły na świecie wyposażonych jest w łożyska z materiałem SXL.



Rys.3 Tuleje łożyskowe z materiału Thordon SXL.

Łożyska prowadzące projektuje się i wykonuje najczęściej jako układy dzielone, aby umożliwić ich łatwy montaż oraz demontaż. Sposób montażu wykładziny łożyskowej z materiału SXL jest różny w zależności od gabarytów łożyska: od prostego wklejenia, poprzez wklejanie i śrubowanie, a kończąc na opatentowanym przez firmę kluczu – klinie rozpierającym, stosowanym dla największych łożysk. Stosowany klin pozwala, w bardzo krótkim czasie, na wymianę okładzin łożyskowych bez demontażu obudowy łożyska.

Firma wyspecjalizowała się w konwersji istniejących, prowadzących łożysk olejowych na układy smarowane wodą. Tak przeprowadzona modernizacja pozwala z jednej strony „zbliżyć się z łożyskiem” do wirnika turbiny, zwiększając stabilność pracy układu wirującego, z drugiej wyeliminować olej z łożyska, jako potencjalnie niebezpieczny przyczynnik do zanieczyszczenia wody rzecznej. Materiał łożyskowy SXL cechuje wysoka odporność abrazyjna, możliwość krótkotrwałej pracy w warunkach tarcia suchego, duża odporność na chwilowe zacieranie i niewielkie zużycie materiału w czasie wieloletniej pracy układów łożyskowych



Rys.4 Łożysko prowadzące hydrozespołu z układem klina rozpierającego

Rozwinięciem idei materiałów łożyskowych smarowanych wodą, jest nowy kompozyt elastomerowy *Thordon Composite*. Dwuwarstwowy materiał charakteryzuje się bardzo wysoką odpornością abrazyjną. Zewnętrzna powłoka koloru żółtego, stanowi warstwę usztywniającą, natomiast czarna, wewnętrzna warstwa to miękki elastomer współpracujący z utwardzaną „koszulką wału”. Pierwsze zastosowanie łożysk wyposażonych w tuleje z Composite dedykowano do łożyskowania wałów okrętowych statków rzecznych i barek desantowych, gdzie ilość piasku i innych zanieczyszczeń powodowała szybkie zużywanie się innych rodzajów łożysk. Okazało się po kilkuletnim okresie użytkowania, że łożyska typu Composite, w warunkach bardzo zanieczyszczonej wody, sprawują się bardzo dobrze, a zużycie materiału było minimalne. Od tego czasu tego typu materiały są stosowane również w turbinach wodnych na łożyska prowadzące, gdzie dostarcza się niefiltrowaną wodę „prosto z rzeki”.



Rys.5 Tuleje łożyskowe Thordon Composite.

Łożyska samosmarne aparatów kierowniczych i piast wirników

Wraz z rozwojem łożysk smarowanych wodą firma THORDON Bearings rozpoczęła prace nad nowym materiałem samo-smarnym, odpornym na wysokie naciski, przeznaczonym do łożyskowania elementów wykonujących powolne ruchy oscylacyjne, jak czopy łopat kierowniczych czy czopy łopat wirnika. W wyniku prac badawczo rozwojowych opracowano nowy materiał Thor-Plas Blue dedykowany do łożysk aparatu kierowniczego i układu regulacji wirnika turbin Kaplana. Materiał,

dzięki zastosowaniu specjalnego domieszkania pracuje jako łożysko suche, bez stosowania jakiegokolwiek środka smarnego. Wytrzymałość na obciążenia powierzchniowe jest wysoka i sięga 45 MPa. Materiał ThorPlas Blue charakteryzuje bardzo mały współczynnik tarcia i niskie zużycie. Obecnie jest to produkt szeroko sprzedawany przez firmę, jako materiał podstawowy na łożyska czopów aparatów kierowniczych i łożysk łopatek wirnika wewnątrz piasty.



Rys. 6 Łożyska czopów aparatu kierowniczego z Thordon ThorPlas Blue, zainstalowane w gniazdach pierścienia łopatkowego.

Dodatkową zaletą ThorPlas Blue jest: pełna homogeniczność materiału, prosty sposób obróbki i montażu poprzez schłodzenie w „suchym lodzie” i wcisnięcie w odpowiednio obrobione gniazda. Materiał jest również dedykowany do zastosowań na różnego rodzaju łożyska łączników, dźwigni oraz tulei prowadzących drągą regulacyjnego. Produkcja ThorPlas Blue jest realizowana w zakładzie w Redzikowie.

Uszczelnienia wału

Firma THORDON Bearings wyspecjalizowała się w projektowaniu i produkcji dwóch typów uszczelnień wału – promieniowego i czołowego. Uszczelnienie promieniowe, tak jak w przypadku uszczelnienia węglowego, wyposażone jest w segmenty okalające i uszczelniające wał promieniowo. Segmenty są dociskane sprężyną obwodową, układ składający się z najczęściej z dwóch par segmentów jest montowany w dzielonej obudowie. Bardzo dużą zaletą uszczelnień promieniowych jest zastosowanie segmentów z materiału SXL w miejscach kruchych elementów węglowych. Udarność materiału SXL jest nieporównywalnie wyższa w porównaniu z wkładem węglowym, a dodatkowo materiał ten jest dużo bardziej odporny na ścieranie. Uszczelnienie promieniowe jest montowane bezpośrednio nad łożyskiem prowadzącym i wyposażone w specjalną wannę przeciekową z odprowadzeniem wody przedostającej się na zewnątrz.

Innym rodzajem uszczelnienia projektowanym i produkowanym przez firmę jest uszczelnienie osiowe, wyposażone z dwa pierścienie ślizgające się po sobie, z których jeden jest najczęściej wykonywany z węgla krzemowego, drugi z materiału SXL. Uszczelnienia tego typu są produkowane masowo przez firmę jako np. model

TG100 dla różnych średnic wału, mogą też być projektowane indywidualnie w zależności od rozwiązania konstrukcyjnego danej turbiny wodnej.



Rys. 7 Uszczelnienie promieniowe zabudowane na łożysku prowadzącym zespół łożyskowy (łożysko i uszczelnienie) firmy Thordon.



Rys. 8 Uszczelnienie czołowe TG100 firmy Thordon.

Oprócz wyżej wymienionych produktów dedykowanych branży hydro, firma dysponuje również rozwiązaniami układów filtracji czy też uszczelnień wargowych. W ostatnich 5 latach rozwija w Polsce intensywnie swój dział projektowy turbin wodnych, zatrudniając wielu specjalistów z nieistniejącej już firmy ZRE Gdańsk.

Autorzy

Maciej Kaniecki, dr inż., ukończył Wydział Budowy Maszyn w roku 1998. W roku 2005 obronił pracę doktorską z zakresu modelowania przepływów. W latach 1998-2013 zatrudniony w IMP PAN. W latach 2013-2020 zatrudniony w ZRE Gdańsk. Obecnie pracownik T-G DNALOP. Zakres jego kompetencji obejmuje projektowanie i badania turbin wodnych i pomp.

Bartłomiej Ośmiałowski, mgr inż., ukończył Politechnikę Gdańską, Wydział Mechaniczny w roku 2016. Od początku kariery zawodowej pracował w przemyśle na stanowisku konstruktora. W latach 2017 – 2021 zatrudniony w firmie ZRE Gdańsk. Od 2022 roku pracuje w firmie TG – DNALOP na stanowisku konstruktora turbin wodnych.

Mariusz Hajdarowicz, mgr inż., ukończył Politechnikę Gdańską, Wydział Oceanotechniki i Okrętownictwa w roku 1996. W latach 1996-1999 zatrudniony w ZRE Gdańsk. W latach 1999-2002 zatrudniony w GEG, a w latach 2002-2022 ponownie zatrudniony w ZRE Gdańsk. Obecnie pracuje w firmie T-G DNALOP na stanowisku koordynatora projektu.

9.2 Filtracja wody w energetyce wodnej

Karolina Górlicka, Jerzy Przydatek

PFTechnology sp. z o.o., Wierzbica k. Radomia
e-mail: k.gorlicka@pftechnology.eu
j.przydatek@pftechnology.eu



PFTechnology jest polskim producentem maszyn i urządzeń obejmujących w swym zakresie procesy filtracji, separacji, flotacji, odwadniania i magazynowania.

Filtry samoczyszczące są kluczowym elementem zabezpieczającym układy chłodzenia w hydroelektrowniach. Ich głównym zadaniem jest usunięcie zanieczyszczeń mechanicznych z wody chłodzącej, co pozwala na utrzymanie optymalnej wydajności systemów chłodzenia i zapobiega awariom urządzeń.

W elektrowniach wodnych woda chłodząca dostarczana jest na cele chłodzenia: powietrza krążącego w obiegu zamkniętym generatora, a także na cele chłodzenia oleju smarowniczego łożysk i uszczelnień.

Zasada działania filtra samoczyszczącego

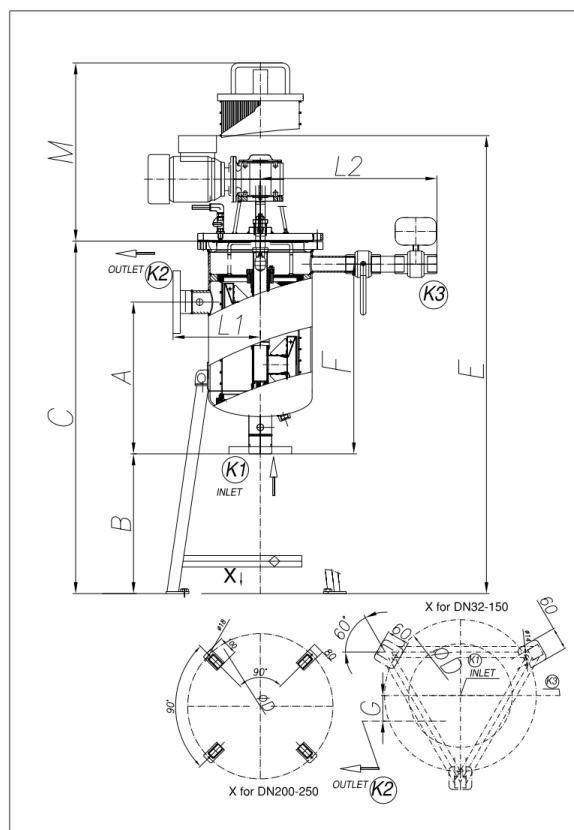
Filtr samoczyszczący posiada konstrukcję umożliwiającą automatyczne usuwanie zanieczyszczeń bez konieczności przerywania procesu filtracji.

Filtr wyposażony jest w cylindryczne sito szczelinowe, którego dokładność filtracji zaczyna się już od 20 μm .

Woda z zanieczyszczeniami wpływa do kosza filtracyjnego „komory brudnej” króćcem dolotowym K1 znajdującym się w dolnej części zbiornika filtra. Przepływa przez sito do „komory czystej”, skąd króćcem wylotowym K2 wypływa na zewnątrz filtra. Osadzone na sicie, w postaci „placka” filtracyjnego zanieczyszczenia pozostają na wewnętrznej stronie sita. Wraz z narastaniem warstwy zanieczyszczeń przepływ czynnika przez sito staje się utrudniony. Powoduje to wzrost różnicy ciśnień DP rejestrowanej przez przetwornik różnicy ciśnień. Kiedy DP osiągnie, nastawioną w układzie sterowania, wartość graniczną nastąpi samoczynne otwarcie zaworu zrzutowego zabudowanego na króćcu K3 z jednoczesnym uruchomieniem napędu zamontowanego na pokrywie filtra. Wypływające popłuczyny z filtra, powodują w strefie działania ssaw zwrotny przepływ czynnika przez sito z „komory czystej” do rury kolektora i komory zrzutowej, by ostatecznie przez króciec zrzutowy K3 wypłynąć na zewnątrz filtra. Motoreduktor w czasie cyklu czyszczenia sita, wymusza obrót ssawy wokół jej osi. Układ ssaw składa się z dwóch (lub więcej - w przypadku większych jednostek) niezależnie pracujących zespołów (górnego i dolnego). W celu zwiększenia skuteczności czyszczenia dodatkowo zastosowane są szczotki przy każdej ssawie. W czasie cyklu czyszczenia, przy obrocie kolektora w kierunku lewym, oczyszczana jest górnej części sita, przy obrocie

prawym - dolna część sita. Rewersyjną pracę ssaw wymusza układ sterowania filtra.

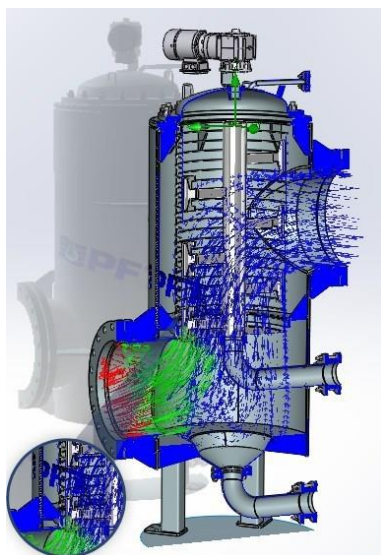
Proces czyszczenia nie przerywa filtracji.



Rys.1 Rysunek filtra samoczyszczącego FSDN



Zdj.1 Filtry samoczyszczące FSDN300 wody chłodzącej w EW Żarnowiec



Rys. 2 Symulacja CFD przepływu przez filtr

Zalety filtrów samoczyszczących

- Ciągła praca: filtry samoczyszczące mogą działać bez przerw, tryb czyszczenia nie przerywa procesu filtracji. Ciągłość operacyjna to kluczowa zaleta w elektrowniach, gdzie nieprzerwana praca jest niezbędna dla utrzymania produkcji energii na stałym poziomie.
- Skuteczna ochrona zabezpieczanych układów i urządzeń w nich zabudowanych prowadzi do bardziej stabilnej i bezawaryjnej pracy elektrowni wodnej.
- Bezawaryjna i automatyczna praca- filtry nie wymagają stałej obsługi służb utrzymania ruchu.
- Trójkątny kształt profilu sita szczelinowego sprawia, że sito oczyszcza się łatwiej i skuteczniej niż inne rodzaje przegród filtracyjnych (np. sito tkane czy perforowane).
- Efektywne czyszczenie sita przeciwprądem, polegające na wstecznym przepływie przefiltrowanego czynnika w kierunku ssawy.
- Konstrukcja filtra i jego wkładu z sita szczelinowego zapewnia wysoką trwałość i odporność na wysokie różnice wartości ciśnienia, przy stosunkowo dużej powierzchni otwartej.
- Filtry nie generują dużych spadków ciśnienia w instalacji oraz z uwagi na płynne otwieranie się zaworów zrzutowych i selektywne czyszczenie w obrębie ssawy, nie powodują uderzeń hydraulicznych w instalacji.
- Zastosowanie dodatkowej powłoki na sicie zabezpiecza przed zjawiskiem zarastania (biofoulingiem) samego sita oraz elementów instalacji za filtrem.
- Użycie szczotek przy ssawach pozwala na skuteczne usunięcie zakleszczonych zanieczyszczeń w szczelinach.

Podsumowanie

Filtry samoczyszczące w systemach wody chłodzącej w elektrowniach wodnych zapewniają ciągłość pracy, zwiększają efektywność operacyjną, chronią instalacje. Dzięki nim elektrownie mogą działać bardziej niezawodnie i ekonomicznie.



Zdj.4 PFT posiada europejski patent nr EP4190425 na dyszę czyszczącą do sit szczelinowych o selektywności poniżej 90 μm , co potwierdza innowacyjność i unikalność rozwiązań w obszarze filtracji przemysłowej.



Zdj.2 Filtry samoczyszczące wody w EW Włocławek



Zdj.3 Filtr samoczyszczący wody w EW Niedzica, poziom filtracji 0,025 mm

Autor

Jerzy Przydatek, mgr inż., ukończył Politechnikę Świętokrzyską w roku 1986. Do roku 1999 pracował jako konstruktor armatury przemysłowej w OBRA-P Kielce. Obecnie Dyrektor Techniczny, Członek Zarządu w firmie PFTechnology. Zakres obowiązków związany z opracowaniem dokumentacji konstrukcyjnej filtrów przemysłowych i ich wdrożeniem.

9.4 Pomiary drgań bezwzględnych turbin wodnych - zagadnienia wybrane

Waldemar Janicki

Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

e-mail: wjanicki@imp.gda.pl

Wstęp

Pomiary drgań są powszechnie spotykane w technice. Stosuje się je w codziennej praktyce eksploatacyjnej, doraźnym monitoringu, diagnostyce, czy też ocenie stanu technicznego. Pomimo bogatej literatury związanej z pomiarami drgań, brak jest szerszych informacji dotyczących specyfiki pomiaru drgań bezwzględnych maszyn hydraulicznych. Dlatego, poniżej skupiono się na wybranych aspektach takich pomiarów.

Informacje zawarte w niniejszym referacie zostały szerzej zaprezentowane w [1].

Pomiary drgań – informacje podstawowe

Ruch drgający można opisać za pomocą trzech, wzajemnie od siebie zależnych wielkości: przyspieszenia drgań, prędkości drgań lub przemieszczenia drgań.

$$a = \frac{dv}{dt} = \frac{d^2s}{dt^2} \quad (1)$$

$$v = \frac{ds}{dt} = \int a \, dt \quad (2)$$

$$s = \int v \, dt = \iint a \, dt \quad (3)$$

Teoretycznie znajomość którejkolwiek z wielkości charakteryzujących drgania pozwala na wyznaczenie pozostałych. W praktyce wybór analizowanej wielkości uzależnia się od szybkości obrotowej badanej maszyny / częstotliwości charakterystycznych danego elementu.

Zwykle estymatorami drgań bezwzględnych są: wartość skuteczna drgań (4) dla prędkości drgań oraz wartość międzyszczytowa (5) dla przemieszczeń drgań.

$$x_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int x^2(t) \, dt} \quad (4)$$

$$x_{p-p} = \max(x(t)) - \min(x(t)) \quad (5)$$

Pomiar drgań maszyn hydraulicznych cechuje specyfika wynikająca z niskich szybkości obrotowych i wolno-zmiennych zjawisk wpływających na obserwowane efekty wibroakustyczne (np. wir niedociążeniowy). Wymagania dotyczące pomiarów drgań maszyn wodnych znaleźć można m.in. w normach [2] (drgania wału), [3] (drgania bezwzględne) oraz [4]. Norma [4] łączy i zastępuje dokumenty [2] i [3]. Mimo to w dalszym ciągu wykonuje się pomiary w oparciu o starsze normy, w szczególności w odniesieniu do istniejących obiektów.

Normy ISO 10816-5 i ISO 20816-5

Normy ISO 10816-5 i ISO 20816-5 zawierają zalecenia dotyczące sposobu pomiaru oraz oceny drgań bezwzględnych niewirujących elementów hydrozespołów.

Obie opierają się o szerokopasmowy pomiar drgań, w obu rozpatrywane są dwa kryteria oceny: na podstawie kwalifikacji do określonej strefy klasyfikacyjnej i na podstawie zmiany poziomu drgań. Inaczej natomiast definiowane są granice stref klasyfikacyjnych, inne są zalecenia dotyczące wielkości mierzonej oraz inne wymagania dotyczące szerokości pasma pomiarowego.

Wg [3] rozróżnia się cztery strefy klasyfikacyjne: Strefa A – maszyny nowo oddane do eksploatacji, Strefa B – maszyny nadające się do długotrwałego ruchu bez ograniczeń eksploatacyjnych, Strefa C – maszyny nienadające się do długotrwałej pracy ciągłej, Strefa D – maszyny zagrożone uszkodzeniem.

Dla maszyn o nominalnej szybkości obrotowej od 60 do 300 obr/min zalecany jest pomiar wartości międzyszczytowych przemieszczeń drgań bezwzględnych, natomiast dla maszyn o szybkości obrotowej w zakresie 300 ÷ 1800 obr/min pomiar wartości skutecznej prędkości drgań.

Przy pomiarze międzyszczytowych wartości przemieszczeń drgań pasmo przenoszenia układu pomiarowego powinno zawierać się w granicach od $0.25 \cdot f_n$ do $3 \cdot f_n \cdot n$ (f_n – częstotliwość obrotowa, n – liczba łopatek). Przy pomiarze skutecznych wartości prędkości drgań powinno zawierać się w zakresie 2 ÷ 1000 Hz.

W tabeli 1 przedstawiono przykład granic stref klasyfikacyjnych wg [3] dla maszyn grupy 3.

W przypadku kryterium II norma wskazuje, że jako istotną zmianę poziomu drgań można przyjąć zmianę poziomu drgań o 25% górnej granicy strefy B.

Norma ISO 20816 również przewiduje cztery strefy klasyfikacyjne zdefiniowane podobnie jak w [3]. Jednakże w części piątej [4], odnoszącej się do maszyn hydraulicznych strefy A i B są połączone. Granice stref A-B/C definiuje się jako Próg reakcji 1, natomiast granicę stref C/D jak Próg reakcji 2. Norma zawiera też rekomendowane działania przy przekroczeniu tych granic.

Tabela 1. ISO 10816-5, granice stref klasyfikacyjnych dla maszyn grupy 3

Granica strefy	v_{rms} [mm/s]	S_{p-p} [μ m]
A/B	1.6	30
B/C	2.5	50
C/D	4	80

Zgodnie z [4] oceny drgań bezwzględnych elementów niewirujących dokonuje się na podstawie pomiaru wartości skutecznej prędkości drgań.

Układ pomiarowy powinien zapewnić pasmo przeniesienia od $0.1 \cdot f_n$ do $3 \cdot f_n \cdot n_r$ (n_r – liczba łopatek wirnika). Dla maszyn o częstotliwości obrotowej poniżej 2 Hz dolną granicę pasma można podnieść do $0.25 \cdot f_n$. W przypadku wolnoobrotowych turbin Kaplana i rurowych norma wskazuje, na ewentualną potrzebą podniesienia górnej częstotliwości do $3 \cdot f_n \cdot n_g$ (n_g – liczba łopatek kierownicy).

W tabeli 2 przedstawiono granice stref klasyfikacyjnych wg [4] dla wybranych maszyn grupy 3.

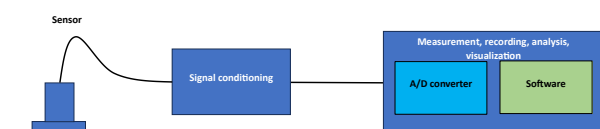
W przypadku kryterium II norma wskazuje, że jako istotną zmianę poziomu drgań można przyjąć zwiększenie, bądź zmniejszenie drgań o 25% lub zmianę fazy o więcej niż 30°.

Tabela 2. ISO 20816-5, granice stref kwalifikacyjnych dla wybranych maszyn grupy 3

Granica strefy	v_{rms} [mm/s]		
	Turbina	Generator DE	Generator NDE
Pionowy Francis			
Próg reakcji 1 (A-B/C)	0.9	0.5	0.5
Próg reakcji 2 (C/D)	1.4	0.8	0.8
Pionowy Kaplan			
Próg reakcji 1 (A-B/C)	1.1	0.6	0.7
Próg reakcji 2 (C/D)	1.8	1.0	1.1

Pomiary drgań – system pomiarowy

Układ pomiaru drgań funkcjonalnie można podzielić na trzy główne elementy: czujnik, układ dopasowania sygnału, układ pomiaru (rejestracji, analizy, wizualizacji). Schemat blokowy układu do pomiaru drgań przedstawiono na rysunku 1.



Rys.1 Schemat blokowy układu do pomiaru drgań bezwzględnych*

Czujnik przetwarza ruch mechaniczny na sygnał elektryczny. Przy pomiarze drgań bezwzględnych, zwykle w tym celu stosuje się akcelerometry, w których sygnał wyjściowy jest proporcjonalny do przyspieszeń drgań. Niekiedy stosuje się też przetworniki prędkości drgań. Elektryczny sygnał wyjściowy może mieć różną postać. (np. sygnał ładunkowy, sygnał w standardzie IEPE).

Układ dopasowania sygnału zapewnia właściwą współpracę pomiędzy czujnikiem/przetwornikiem drgań, a właściwym układem pomiarowym. Typowe zadania układu dopasowania to: zasilanie czujnika/przetwornika drgań, dopasowanie poziomów sygnałów, filtracja.

Obecnie układ pomiaru, rejestracji, analizy i wizualizacji zwykle tworzony jest przez komputerowy system pomiarowy. Pod tym pojęciem należy rozumieć również

autonomiczne przyrządy pomiarowe zbudowane w oparciu o mikrokontrolery. Cechą wspólną komputerowych układów pomiarowych jest występowanie w nich przetwornika analogowo-cyfrowego. Istotną rolę pełni oprogramowanie, które z jednej strony steruje pracą układu, z drugiej wykonuje odpowiednie analizy, a z trzeciej jest odpowiedzialne za wyprowadzenie wyniku pomiaru, analiz i interakcję z użytkownikiem.

Warto zauważyć, przeniesienie części zadań do ostatniego z omawianych elementów. Inaczej niż wcześniej, dziś część zadań takich jak całkowanie sygnału, czy filtracja (z wyłączeniem filtrów antyaliasingowych) może być wykonana przez odpowiednie cyfrowe przetwarzanie spróbkowanego sygnału.

Karty pomiarowe

Karta pomiarowa to urządzenie przetwarzające analogowy sygnał elektryczny na postać cyfrową, użyteczną dla komputerowego systemu pomiarowego. Przetworzony sygnał może podlegać dalszej obróbce na drodze cyfrowej, a także analizie, rejestracji i wizualizacji.

Głównym elementem karty pomiarowej jest przetwornik A/C umożliwiający konwersję sygnału analogowego do postaci cyfrowej. Karty pomiarowe mogą zawierać elementy pomocnicze np.: filtry, dzielniki napięcia/wzmacniacze, konwertery prądu na napięcie, układy separacji galwanicznej.

W pomiarach wielokanałowych stosuje się odpowiednią liczbę przetworników A/C bądź multiplexery. W celu zapewnienia niezmienności sygnału podczas próbkowania i zachowania jednoczesności pomiaru w przypadku sygnałów multipleksowanych niekiedy stosuje się układy próbkująca-pamiętające.

Podstawowe parametry kart pomiarowych: liczba kanałów, rozdzielczość przetwornika A/C, częstotliwość próbkowania, standard sygnałów (napięciowe, prądowe), dokładność, zakres pomiarowy, rodzaj wejścia (asymetryczne, różnicowe, pseudoróżnicowe).

Opis eksperymentu

Specyficzną cechą maszyn hydraulicznych jest niska szybkość obrotowa. Zatem wiarygodny pomiar drgań musi zapewniać właściwe odwzorowanie niskoczęstotliwościowych składowych drgań. W oparciu o przeprowadzone testy, zobrazowano możliwe skutki nieuwważnego podejścia do doboru aparatury do pomiaru drgań bezwzględnych w maszynach wodnych.

Poniżej przedstawiono wyniki pomiarów dla dwóch kart pomiarowych (więcej wyników zamieszczono w [1]). Idea testu polegała na szybkiej i prostej weryfikacji przydatności kart do pomiarów drgań bezwzględnych maszyn hydraulicznych.

Testy przeprowadzono z wykorzystaniem kart pomiarowych, bez wzbudników i przetworników drgań. W celu oceny wpływu własności kart pomiarowych na wyniki pomiaru drgań zwarto wejście każdej z badanych kart. Zmierzony w tych warunkach sygnał został poddany ob-

róbce odpowiadającej sygnałowi z akcelerometru o czułości 100 mV/g. Częstotliwość próbkowania sygnału wynosiła 2.5 kHz. Rejestracja trwała 60 s, a następnie wyznaczono wartości skuteczne prędkości drgań i wartości międzyszczytowe przemieszczeń drgań w przedziałach 1 sekundowych i uśredniono je na czas rejestracji. Wyniki przedstawiono dla następujących częstotliwości granicznych filtrów górnoprzepustowych: 2, 1.5, 1, 0.5, 0.25, 0.1 Hz.

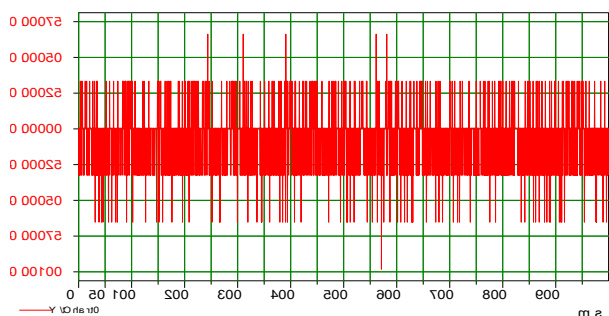
Karta NI 6218

Karty NI 6218 firmy National Instruments posiada 32 asymetryczne wejścia analogowe (16 różnicowych) o rozdzielczości 16 bitów. Maksymalna częstotliwość próbkowania wynosi 250 kHz. Zakresy pomiarowe karty: ± 10 , ± 5 , ± 1 , ± 0.2 V.

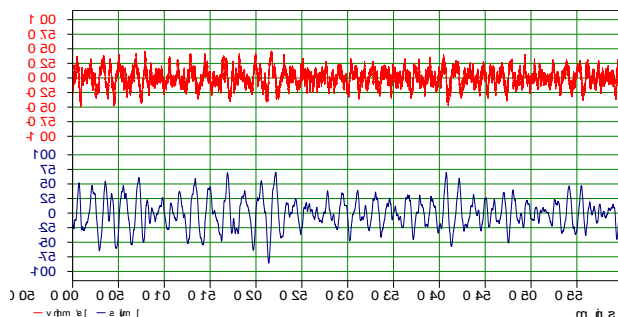
Rysunek 2 przedstawia zarejestrowane napięcie przy zwartym wejściu karty pomiarowej (zakres ± 10 V).

Widoczne na rysunku 2 szumy przetwornika A/C nie pozostają bez wpływu na wyniki pomiarów drgań. Rysunek 3 przedstawia sygnał odpowiadający prędkości drgań oraz przemieszczeniom drgań uzyskany na odpowiednio poprzez całkowanie i podwójne całkowanie zarejestrowanego sygnału, przy filtracji górnoprzepustowej o częstotliwości granicznej 0.5 Hz.

Rysunki 2 i 3 obrazują problemy związane z pomiarami drgań bezwzględnych w maszynach wodnych. W tabeli 3 zamieszczono wyniki opisanego powyżej testu, z zastosowaniem filtrów górnoprzepustowych o różnych częstotliwościach granicznych. Wyniki z tabeli 3 zobrażowano na rysunku 4.



Rys.2 Sygnał zarejestrowany kartą NI 6218*



Rys.3 Przebiegi prędkości i przemieszczenia drgań zmierzone kartą NI6218*

Zarejestrowany sygnał odpowiada prędkości drgań od 0.01 do 0.2 mm/s w zależności od zakresu pomiarowego karty oraz częstotliwości granicznej filtracji górnoprze-

pustowej. Przemieszczenia drgań mieszczą się w przedziale od 0.71 do 298.82 μm . Zarówno prędkość, jak i przemieszczenia drgań rosną wraz z obniżaniem częstotliwości granicznej filtra. Dla częstotliwości 0.1 Hz przemieszczenia drgań przekraczają granicę strefy A normy ISO 10816-5 dla maszyn grupy 3 (Tabela 1) niezależnie od zakresu pomiarowego karty, a dla zakresów powyżej ± 1 V kwalifikują maszyny do strefy D jedynie na podstawie szumu pomiarowego. Wartość przemieszczeń nie większa niż 1 μm osiągana jest jedynie dla zakresu 0.2 V i częstotliwości filtra 2 Hz.

Karta NI 4492

Karta NI 4492 firmy National Instruments posiada 8 wejść analogowych (pseudoróżnicowych) o rozdzielczości 24 bitów. Maksymalna częstotliwość próbkowania: 204.8 kHz. Zakresy pomiarowe to ± 10 , ± 1 V.

Wyniki pomiarów zawiera tabela 4 oraz rysunek 5.

Dla zakresu ± 10 V i najniższej częstotliwości filtra górnoprzepustowego drgania wynoszą odpowiednio 0.043 mm/s i 121 μm . Dla zakresu ± 1 V przy częstotliwości filtra 0.1 Hz są to 0.01 mm/s i 38 μm . Wartości przemieszczeń poniżej 1 μm osiągane są dla częstotliwości filtracji nie niższej niż 1 Hz. Dla częstotliwości 2 Hz wartość przemieszczeń wynosi 0.16 μm .

Podsumowanie

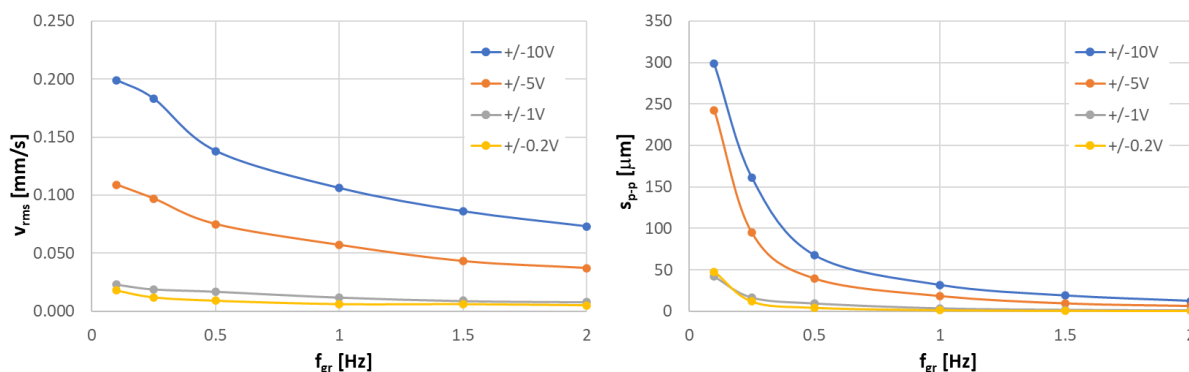
W pracy wskazano na specyfikę pomiaru drgań bezwzględnych w maszynach wodnych. Szczególnie skupiono się na wpływie kart pomiarowych na wyniki pomiaru. Do analizy przyjęto, że pomiar drgań odbywa się za pomocą akcelerometru o czułości 100 mV/g.

W celu określenia przydatności kart pomiarowych do pomiarów drgań bezwzględnych maszyn hydraulicznych wykonano badania polegające na analizie sygnału zarejestrowanego przy zwartym wejściu karty pomiarowej (stały sygnał symulujący brak drgań). Zmierzony sygnał poddano obróbce odpowiedniej dla sygnału przyspieszeń, aby wyznaczyć prędkość i przemieszczenia drgań. Zastosowano filtrację górnoprzepustową. Wyznaczone wartości prędkości drgań i przemieszczeń drgań dla różnych częstotliwości granicznych odniesiono do norm drganiowych odpowiednich dla maszyn wodnych. Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że zastosowanie kart pomiarowych do pomiaru prędkości drgań bezwzględnych nie stwarza większych problemów. Wyznaczone wartości skuteczne prędkości drgań mieszczą się w zakresie od 0.001 mm/s (NI 4492, zakres ± 1 V, częstotliwości graniczna filtra górnoprzepustowego 2 Hz), do 0.199 mm/s (NI 6218, zakres ± 10 V, częstotliwość graniczna 0.1 Hz).

Uwagi wymaga pomiar przemieszczeń drgań bezwzględnych. Najmniejsza wyznaczona wartość międzyszczytowa przemieszczeń drgań wynosi 0.16 μm (NI 4492, zakres ± 1 V, częstotliwości graniczna filtra górnoprzepustowego 2 Hz), zaś największa 299 μm (NI 6218, zakres ± 10 V, częstotliwość graniczna 0.1 Hz). Nieprawidłowy dobór karty pomiarowej, czy zakresu może spowodować błędy pomiarowe przekraczające dopuszczalne wartości drgań.

Tabela 3. Wyniki pomiarów kartą NI 6218*

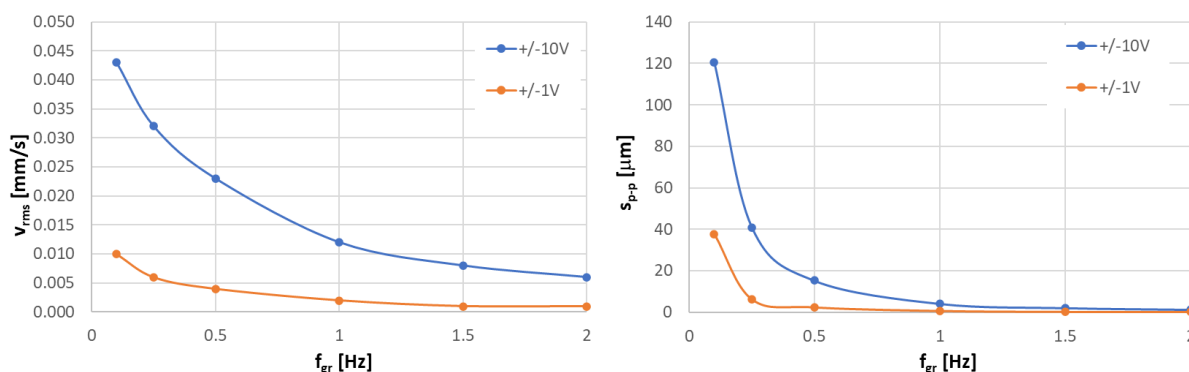
Range [V]	2Hz		1.5Hz		1Hz		0.5Hz		0.25Hz		0.1Hz	
	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]
±10	0.073	12.66	0.086	19.22	0.106	31.94	0.138	67.76	0.183	161.43	0.199	298.82
±5	0.037	6.70	0.043	9.78	0.057	18.68	0.075	39.75	0.097	94.75	0.109	242.53
±1	0.008	1.38	0.009	2.00	0.012	3.76	0.017	9.65	0.019	16.73	0.023	41.89
±0.2	0.005	0.71	0.006	1.04	0.006	1.72	0.009	4.59	0.012	12.09	0.018	47.89



Rys.4 Wyniki pomiarów kartą NI 6218*

Tabela 4. Wyniki pomiarów kartą NI 6218*

Range [V]	2Hz		1.5Hz		1Hz		0.5Hz		0.25Hz		0.1Hz	
	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]	V _{rms} [mm/s]	S _{p-p} [μm]
±10	0.006	1.24	0.008	2.06	0.012	4.08	0.023	15.22	0.032	40.95	0.043	120.67
±1	0.001	0.16	0.001	0.26	0.002	0.69	0.004	2.40	0.006	6.26	0.010	37.68



Rys.6 Wyniki pomiarów kartą NI 449*

Przywołania

1. Janicki W: *Limitations of using DAQ cards for absolute vibration measurement in hydraulic machines*, Appl. Sci. 2024, 14, 10175, <https://doi.org/10.3390/app142210175>
2. ISO7919-5; *International Standard: Mechanical Vibration—Evolution of Machine Vibration by Measurements on Rotating Shafts—Part 5: Machine Sets in Hydraulic Power Generating and Pumping Plants*, ISO: Geneva, Switzerland, 2005
3. ISO10816-5; *International Standard: Mechanical Vibration—Evolution of Machine Vibration by Measurements on Non-Rotating Parts—Part 5: Machine Sets in Hydraulic Power Generating and Pumping Plants*, ISO: Geneva, Switzerland, 2000.

4. ISO20816-5; *International Standard: Mechanical Vibration—Measurement and Evaluation of Machine Vibration—Part 5: Machine Sets in Hydraulic Power Generating and Pump-Storage Plants 2018*, ISO: Geneva, Switzerland, 2018

Autorzy

Waldemar Janicki, dr inż., ukończył Wydział Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej w roku 1998. Zatrudniony w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku, w którym w 2013 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Jego działalność skupia się na rozwijaniu metod pomiarowych, przygotowywaniu systemów pomiarowych wykorzystywanych w laboratoryjnych i terenowych badaniach maszyn wodnych, badania tych maszyn oraz analiza uzyskanych wyników.

* Zaczepnięte z [1]

9.5 Unit operation optimization using combined method efficiency/vibration

Petr Ševčík

OSC, a.s.
Staňkova 557/18a, 602 00 Brno
Czech Republic
Email: petr.sevcik@osc.cz

Richard Bischof

OSC, a.s.
Staňkova 557/18a, 602 00 Brno
Czech Republic
Email: richard.bischof@osc.cz

Lukáš Rinka

OSC, a.s.
Staňkova 557/18a, 602 00 Brno
Czech Republic
Email: lukas.rinka@osc.cz

Introduction

Dual-controlled turbines (Kaplan, Deriaz) require optimization of the relationship between the guide vanes and runner to achieve the best operating results. This means maximum efficiency, which yields maximum production, but quiet operation without high vibration is also very important. High vibration can cause damage or early wear to bearings and other mechanical parts.

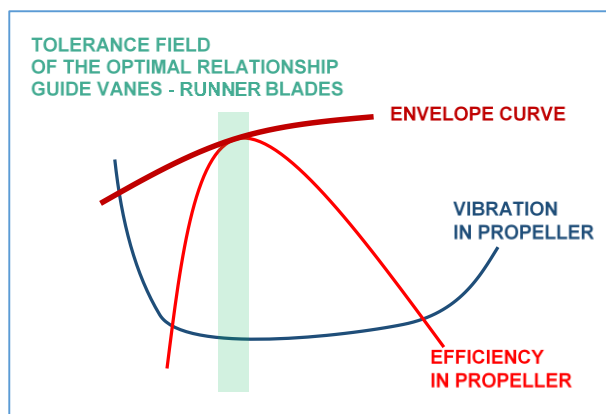


Fig. 1 Typical relationship between efficiency and vibration within a propeller

Minimum vibration usually correlates with maximum efficiency. However, sometimes this correlation does not exist. In such cases, vibration minimization is usually preferred. These vibrations originate in the hydraulic part of the turbine, so monitoring of pressure pulsations is also recommended during optimization.

Several results of optimization performed in the past by OSC Company is presented in detail.

HPP Slapy

Slapy is a large HPP in Central European conditions. It is located on Vltava River approx. 50 km south of Prague. There are installed 3 units with nominal power 48 MW. Soon after the installation of the new control system in year 2000, vibration problems especially in the area of optimum performance occurred at TG3. The really serious problem was a slight gradual shift of the runner blades away from the hub. The original intention to find a solution to this problem was to make index measurements recording also vibrations, pulsations and cavitation emission.

The clogged pressure taps on spiral case were found during the instrumentation installation. Simplified tests were carried out to record vibration and other dynamic quantities as a function of power. The results presented in the form of graphs are shown in Fig.2.

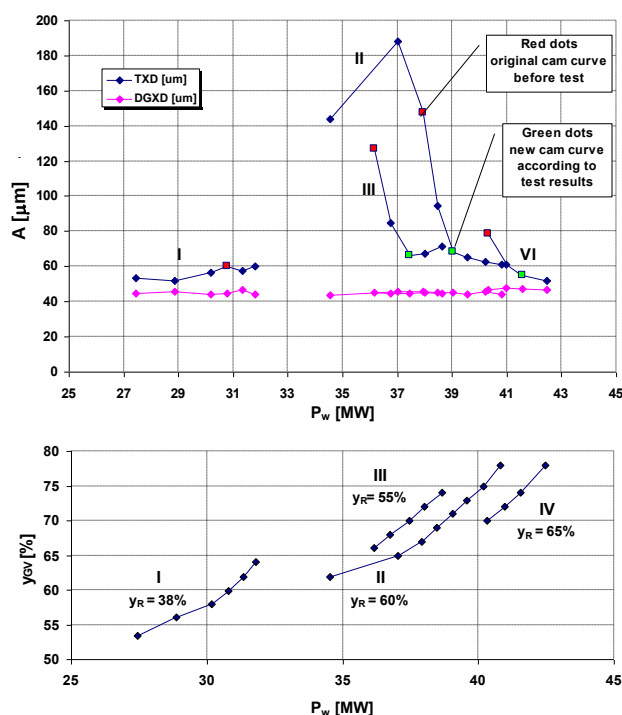


Fig. 2 Record of shaft vibration in turbine guide bearing

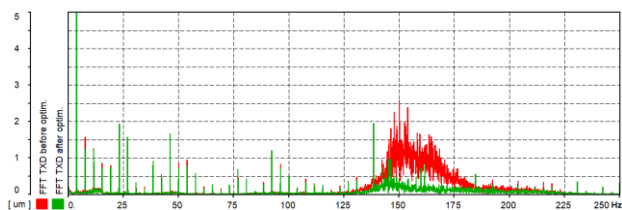


Fig. 3 Spectrum of shaft displacement in TGB before and after optimization.

The new curve, based on the tests carried out, has brought about a calming of the machine as can be seen in the charts above. The reason of increased vibrations as well as pulsations and cavitation was probably not totally exact calibration of guide vanes and runner position after installation of sensors for new control system. High sensitivity to the correct guide vanes - runner blades relationship is typical for new high efficiency turbines. As

can be seen from Figure 3, when deviating from the correct coupling, the hydraulic circuit of the turbine generates radial vibrations with a frequency of about 150 Hz, which were the cause of the displacement of the runner blades.

HPP Forsse, unit TG2

This HPP is located in middle Sweden on Faxälven river. It is run off river type with two units with power approx. 30 MW. Start to operation about 1970, rehabilitation of Unit 2 and commissioning in year 2024.

Index test was part of commissioning. The basic cam curve from unit TG1 was set to the governor prior the index test. The original cam curve caused increased vibration at power below 50% P_n – see Fig. 4.

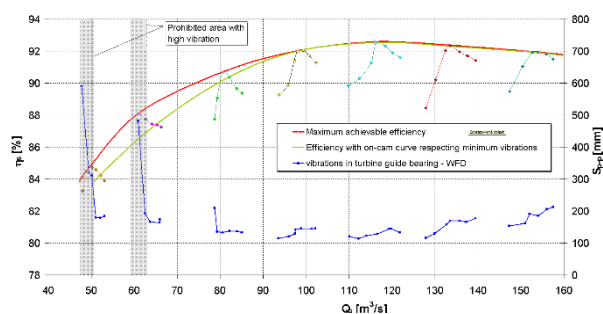


Fig. 4 Comparison of vibration with different cam curves.

The shaft vibrations in turbine guide bearing (WFD) dropped after installation of new cam curve respecting minimum of vibrations from $S_{p-p} = 324 \mu\text{m}$ to $178 \mu\text{m}$ by power 8 MW.

The small decrease in efficiency at low power is compensated by significantly lower dynamic stresses and higher operational reliability.

Summary

Comparison of approach to on-cam regulation of Kaplan turbines is as follows:

Optimization for maximum efficiency only:

- The advantage of a small increase in efficiency in a small part of the operating range (about $1 \div 2\%$).
- This is almost negligible in the overall production.
- Expected increased number of unit failures due to increased vibration.
- Reduced operating time, hence lower annual production.
- Additional costs for fixing problems caused by increased vibrations.

Optimization with respect to vibration / pulsation

- Possible low loss of efficiency in a small part of the operating range (max. $1 \div 2\%$).
- This is compensated by quiet operation and longer machine life.
- Vibrations in the A/B bands are usually acceptable (according to ISO 7919-5 or ISO 20816-5).
- Experience of HPP staff is important (especially after each change on the unit).

- It is recommended to check the cam curve after every change in the controller (sensors, hardware upgrade, etc.). Small shift of range can significantly increase pulsation / vibration.

Common reasons of invalid on-cam curve

- Exchange of GV or runner sensor.
- New governor or its upgrade.
- Removal and reinstallation of existing sensor with imperfect limit position adjustment.
- Implementation of an identical cam curve on an adjacent machine without index test.
- Gradual change in the calibration of the GV and runner blades position sensors.
- Gradual change in the calibration of the head sensor.

References

The facts presented here are based on the OSC measurement group's experience with dozens of turbines from many manufacturers.

Authors

Petr Ševčík, MSc., graduated in 1980 in electrical engineering at the Brno University of Technology and worked as a member of the Hydroenergetics measurement group in the companies ORGREZ (service support for ČEZ), TS Hydro and subsequently as head of the OSC measurement group. He is a member of IGHEM and a member of the Czech standardization committee IEC TC4.

Richard Bischof, MSc., graduated at Brno University of Technology in 1998, then he worked in Orgrez SC (OSC, a.s.). Since 2004 he is member of Hydro Power Group in OSC, a.s.

Lukáš Rinka, MSc., graduated at Brno University of Technology in 2006, then he worked in ČKD Blansko Holding, a.s. in hydraulic laboratory first and then in turbine design department. Since 2017 he is member of Hydro Power Group in OSC, a.s. and since 2022 he is head of Hydro Power Group.

REMONTY I MODERNIZACJE HYDROELEKTROWNI

Wykorzystaj w pełni dostępny potencjał

Przed właścicielami elektrowni wodnych stoi wiele wyzwań, takich jak rosnące koszty eksploatacji, starzejące się aktywa, ograniczona dostępność doświadczonych pracowników, konieczność dostosowania budowli do rygorystycznych przepisów i rynku energii. Istnieje szereg opcji, które mogą zmienić te wyzwania w możliwości i wygenerować realne wartości dla Twojego biznesu. Skonsultuj je z doradcami IOZE hydro i czerp korzyści z rozwiązań szytych na miarę aktualnych i przyszłych potrzeb.

— Konsulting i planowanie inwestycji

— Projektowanie wielobranżowe

— Dostawa turbin wodnych

— Remonty hydrozespołów

— Nowe obiekty i modernizacje

— Automatyzacja procesu produkcji

— Eksploatacja zastępcza

— Serwis i przeglądy

— Części zamienne

— Czyszcarki krat

— Zapraszamy do kontaktu

Łukasz Kalina

+48 512 008 805

lukasz.kalina@ioze.pl

www.hydro.ioze.pl

Załączniki

- *Lista uczestników HYDROFORUM 2025*
- *HYDROFORUM 2024.*
Sprawozdanie z XIII Polskiej Konferencji Hydroenergetycznej

Appendices

- *List of HYDROFORUM 2025 delegates*
- *HYDROFORUM 2024.*
A report on the XIIIth Polish Hydropower Conference

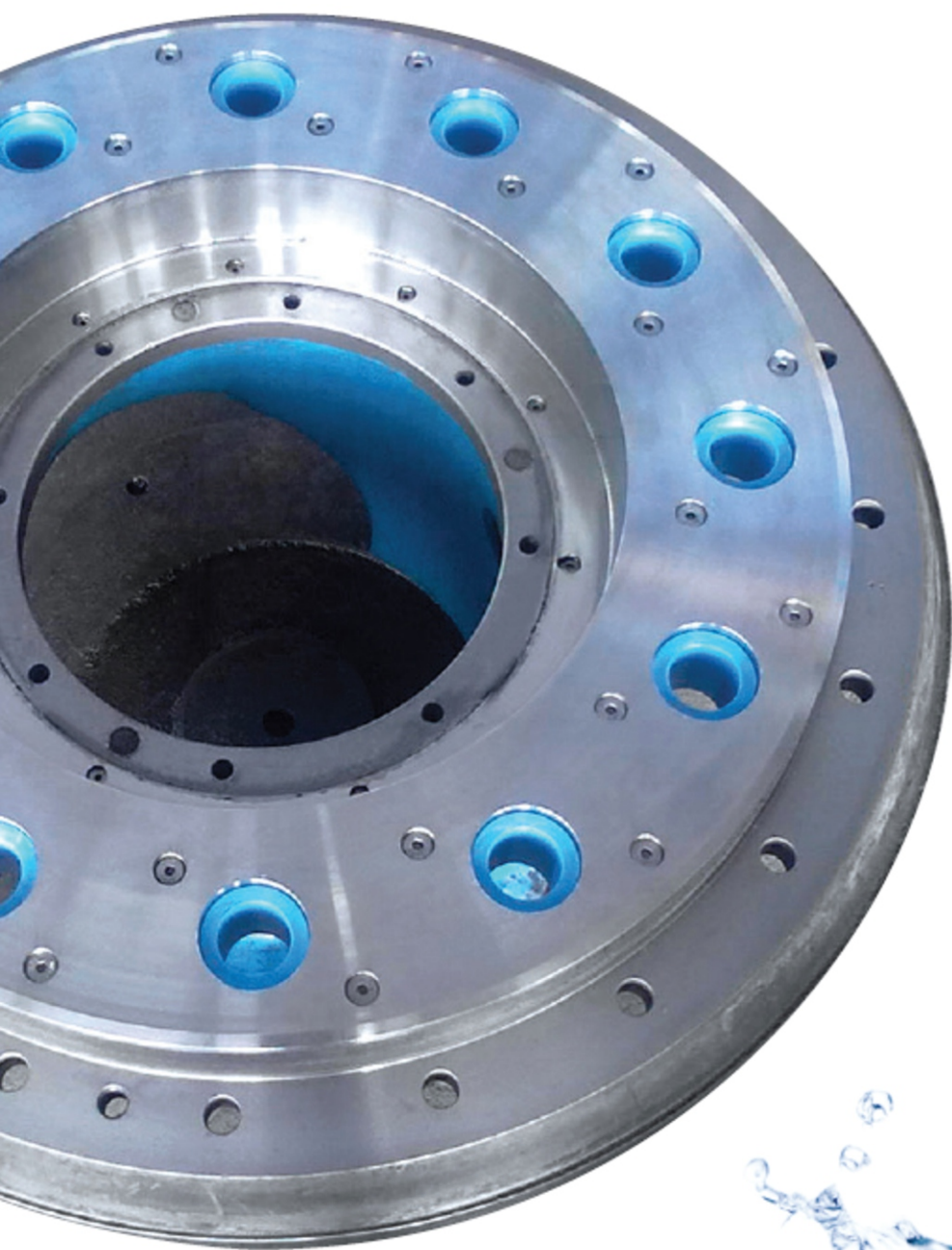
Załącznik 1**Appendix 1****Lista uczestników HYDROFORUM 2025¹****List of HYDROFORUM 2025 delegates**

1	Laskowska	Beata	Hekla Energy Sp. z o.o.,
2	Bajorek	Leszek	ZEW Niedzica S.A
3	Bieńkowski	Jacek	TAURON Ekoenergia sp. z o.o.
4	Błazyński	Paweł	ENERGA Wytwarzanie SA
5	Bogacka	Ewelina	Instytut OZE sp. z o. o.
6	Borkowski	Dariusz	Politechnika Krakowska
7	Bozek	Grzegorz	Trend Energy Solutions Spółka Akcyjna
8	Bykov	Yuri	Instytut Maszyn i Systemów Energetycznych im. A.Podgornego Narodowej Akademii Nauk Ukrainy
9	Ceklarz	Marian	TAURON Polska Energia SA
10	Chernobrova	Anna	Politechnika Wrocławska
11	Chłapek	Adam	TIS POLSKA SP. Z O.O.
12	Chmura	Piotr	Belse
13	Chowański	Daniel	Emerson.
14	Cichoń	Maksym	Emerson.
15	Czarnecki	Arkadiusz	ZEW Niedzica S.A
16	Dieter	Erke	ANDRITZ HYDRO GmbH, Austria
17	Downar	Dariusz	Instytut Energetyki o/Gdańsk
18	Dudkiewicz	Tomasz	Voith Hydro GmbH & Co KG Oddział w Polsce
19	Famin	Maksim	GUGLER Water Turbines GmbH
20	Gajda	Mariusz	niezależny inżynier hydrotechnik, Gdańsk
21	Haftka	Jan	MEWPROJEKT
22	Hajdarowicz	Mariusz	TG DNALOP Sp. z o.o
23	Hankus	Marcin	PGE Energia Odnawialna S.A.
24	Holzheimer	Michał	PGE Energia Odnawialna S.A.
25	Iwaniec	Sebastian	Hekla Energy Sp. z o.o.,
26	Jabłoński	Kamil	ENERGOPROJEKT-Warszawa S.A.
27	Jakielaszek	Joanna	ENERGA Wytwarzanie SA
28	Janicki	Waldemar	Instytut Maszyn Przepływowych PAN
29	Jóźwiak	Michał	VEGA VALVE sp. z o.o.
30	Kalina	Łukasz	IOZE, Kielce
31	Kamiński	Marek	VEGA VALVE sp. z o.o.
32	Kamrowski	Jakub	Mostostal Kielce S.A.
33	Kaniecki	Maciej	TG DNALOP Sp. z o.o
34	Karamuszka	Oleksandr	Stowarzyszenie „Hydroenergetyka Ukrainy” Sp. Publ.,
35	Karcz	Cezary	Uponor Infra Sp. z o.o.
36	Kąkol	Konrad	TAURON Ekoenergia sp. z o.o.
37	Kirejczyk	Juliusz	niezależny konsultant, USA

¹ Stan na dzień 5 października 2025 / As of 5 October 2025

38	Kisielewski	Piotr	Kisielewski Sp. z o.o.
39	Klimczak	Bartosz	SAFEGE S.A.S. Oddział w Polsce Biuro w Krakowie
40	Kochan	Dawid	TAURON Ekoenergia sp. z o.o.
41	Kołodziejczyk	Paweł	TAURON Polska Energia SA
42	Kołtonowski	Michał	TURBO REM Macura Józef
43	Korwin	Dawid	TAURON Ekoserwis sp. Z o.o.
44	Kosoń	Wojciech	INORA sp. z o.o.
45	Kowalski	Zygmunt	Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN
46	Kreczkiewicz	Jerzy	ENERGA Wytwarzanie SA
47	Krzemianowski	Zbigniew	Instytut Maszyn Przepływowych PAN
48	Krzyszkowski	Michał	ZEW Niedzica S.A
49	Kubecki	Michał	Instytut OZE sp. z o. o. Kielce
50	Lackowski	Marcin	Instytut Maszyn Przepływowych PAN
51	Landau	Iurii	Ukrhydroprojekt, Charków
52	Latawiec	Dariusz	ZEW Niedzica S.A
53	Leśko	Paweł	KLP SP. Z O.O.
54	Leśko	Wiesław	KLP SP. Z O.O.
55	Lewandowski	Mariusz	Voith Hydro GmbH & KG Oddział w Polsce
56	Lis	Michał	Energetyka Wodna
57	Liszka	Damian	Politechnika Krakowska
58	Liu	Yi Jie	Forward Hydro Power Equipment Co., Ltd., ChRL
59	Łabuń	Mariusz	TAURON Ekoenergia sp. z o.o.
60	Łobacz	Janusz	PGE Energia Odnawialna S.A. O/EW Żarnowiec w Czymanowie
61	Machalski	Artur	Politechnika Wrocławska
62	Maciejczyk	Dariusz	Altrad Babcock Europe S.A.
63	Macura	Józef	
64	Małek	Jarosław	Mostostal Kielce S.A.
65	Marszałek	Jerzy M.	MEWOS sp. z o.o.
66	Masek	Roman	Belse, Bielsko-Biała
67	Matysiak	Grzegorz	PGE Energia Odnawialna S.A
68	Milek	Sylwester	Kacz Sp. z o.o.
69	Misiewicz	Mariusz	VOLEN S.A.
70	Nowak	Marek	Tauron ekoservis sp. Z o.o.
71	Nowak	Stanisław	Kacz Sp. z o.o.
72	Obrębska	Agata	ENERGOPROJEKT-Warszawa S.A.
73	Olav	Hans	Norconsult Norge AS
74	Opach	Grzegorz	Norconsult Polska Sp. z o.o.
75	Opyrchal	Leszek	Wojskowa Akademia Techniczna im. Jarosława Dąbrowskiego
76	Oštir	Matjaž	Vodosil d.o.o., Słowenia
77	Ośmiałowski	Bartłomiej	TG DNALOP Sp. z o.o
78	Paruch	Zygmunt	TAURON Ekoservis sp. Z o.o.
79	Pawelczyk	Marcin	Instytut OZE sp. z o. o.
80	Pawlak	Zbigniew	Energoprojekt-Warszawa S.A.
81	Piękoś	Mariusz	MPEC Krakow SA
82	Plutecki	Wojciech	VEGA VALVE sp. z o.o.

83	Plutecki	Janusz	Prof.emerytowany
84	Polniak	Andrzej	AQUA-Tech Sp. z o. o.
85.	Przydatek	Jerzy	PFTechnology sp. z o.o.
86.	Puchowski	Bogusław	Piła Młyn B. Puchowski
87.	Rassovskyi	Wadim	Ukrhydroenergo, Wyszgorod
88.	Rinka	Lukáš	OSC, a.s., Republika Czeska
89.	Różycki	Seweryn	TIS POLSKA SP. Z O.O.
90.	Ryzhyi	Viktor	PrJSC "Ukrhydroprojekt"
91.	Samek	Sławomir	ENERGOPROJEKT-Warszawa S.A.
92.	Serdeczna	Katarzyna	ENERGA Wytwarzanie SA
93.	Ševčík	Petr	OSC, a.s., Republika Czeska
94.	Shavlovich	Zoia	Emerson.
95.	Siegmund	Leszek	CONTROL Sp. z o.o.
96.	Šinták	Martin	MAVEL, a.s.
97.	Smółka	Marcin	TAURON Polska Energia SA
98.	Sochowska	Aleksandra	Energa SA
99.	Stachowicz	Henryka	Towarzystwo Elektrowni Wodnych
100.	Stachowicz	Zbigniew	Instytut Energetyki o/Gdańsk
101.	Steller	Janusz	IMP/TEW
102.	Steller	Irena	wolontariusz
103.	Stępień	Robert	GEG SP. Z O.O.
104.	Strzelecki	Krzysztof	TAURON Ekoenergia sp. z o.o.
105.	Sułowicz	Maciej	Politechnika Krakowska im. Tadeusz Kościuszki
106.	Swiderski	Jacek	Swiderski Engineering Inc, Kanada
107.	Szcześniak	Grzegorz	Emerson.
108.	Sztefanuk	Iwan	TOB «HTK Енпаселектро», Kijów
109.	Ścigała	Elwira	Tauron Ekoenergia sp. z o.o.
110.	Taras	Wojciech	Emerson.
111.	Tkocz	Bogdan	
112.	Tokarz	Michał	GEO Ingenieurservice Polska" Sp. z o.o.
113.	Trojanowska	Katarzyna	Towarzystwo Elektrowni Wodnych
114.	Trymucha	Julia	PGE Energia Odnawialna S.A.
115.	Westeren	Martin	Norconsult Norge AS
116.	Wojciechowski	Leon	Centrum Technologii Proekologicznych sp. z o.o. SP k
117.	Wójcik	Józef	ZEW Niedzica S.A
118.	Wójcik	Błażej	Zielona Kaskada Brzeg sp z o.o.
119.	Wygoda	Dorota	Kisielewski Sp. z o.o.
120.	Zajcew	Yevhen	Stowarzyszenie Społeczne "Hydroenergetyka Ukrainy
121.	Zawiślak	Adam	TAURON Polska Energia SA
122.	Żebrowski	Tomasz	Mostostal Kielce S.A.
123.	Żmuda	Magdalena	PGW Wody Polskie



ThorPlas-Blue is the **solution** to
your Wicket Gate & Linkage
bearing problems.

- **Stable & Consistent Friction Levels**
- **Stands up to Edge Loading**
- **Easy to Machine**

THORDON
THORDON BEARINGS INC.

ZERO POLLUTION | HIGH PERFORMANCE | BEARING & SEAL SYSTEMS

For more information contact Thordon or your local authorized Thordon distributor at www.ThordonBearings.com



Filtry samoczyszczące i osadnikowe w instalacjach przemysłowych

Projektujemy i wykonujemy filtry do:

- Instalacji wody surowej
- Instalacji wody technologicznej
- Instalacji wody sieciowej
- Instalacji kondensatu
- Instalacji przeciwpożarowych
- Instalacji zasilających kotły
- Układów paliwowych kotła
- Układów zabezpieczenia pomp
- Instalacji wody smarnej pomp głównych



Skorzystaj z fachowego doradztwa w zakresie konfiguracji urządzeń i ich parametrów

Załącznik 2

Appendix 2

HYDROFORUM 2024

Sprawozdanie z XIII Polskiej Konferencji Hydroenergetycznej¹

HYDROFORUM zawitało do Krakowa!

Po raz pierwszy w swojej długoletniej historii Polska Konferencja Hydroenergetyczna HYDROFORUM zawitała do dawnej stolicy Polski. Zasadniczą przyczyną takiej lokalizacji był zamiar wizyty studyjnej na oddanym w ostatnich latach do użytku obiekcie RZGW Kraków oraz wizyty w obiektach odzysku energii hydraulicznej na terenie Wodociągów Miasta Krakowa. Konferencja przyciągnęła blisko 140 uczestników – najwięcej od roku 1985. Nie ma wątpliwości, że na sukces złożyła się zarówno dobra marka i opinia o poprzedniej edycji, jak i wysiłek włożony przez organizatorów i ich partnerów – w tym tegorocznego współorganizatora lokalnego – Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej (WIEiK PK).

Genius loci

Lokalizacja prawie każdego wydarzenia w Krakowie jest jego ważnym atutem. Niepowtarzalna atmosfera miasta, jego historia i kultura tchną niemal z każdego miejsca zabytkowego śródmieścia ... Uczestnicy HYDROFORUM 2024 musieli jednak zarezerwować sobie dodatkowy czas przed konferencją lub po jej zakończeniu, by skorzystać z tych walorów – np. podczas popołudniowego spaceru w towarzystwie p. Iwony Gołdasz (WIEiK PK) w dniu 15 października.

Konferencja obradowała w czterogwiazdkowym hotelu Premier Kraków, umiejscowionym na północnych obrzeżach miasta. W przypadku braku robót drogowych na ulicy Opolskiej miejsce to jest łatwo dostępne z obwodnicy zewnętrznej. Podróż autobusem miejskim z śródmieścia lub sprzed dworca kolejowego zajmuje niecałe pół godziny. Jednak to nie odległość od śródmieścia była przeszkodą, by skorzystać z *genius loci* Krakowa w dniach konferencji ...

Oknem organizatora

Podobnie jak podczas poprzednich edycji HYDROFORUM, jego głównym organizatorem było Towarzystwo Elektrowni Wodnych (TEW) wspierane przez Instytut Maszyn Przepływowych PAN (IMP PAN) oraz Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW). Tegorocznym współorganizatorem lokalnym był wspomniany już Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej. Sesji wyjazdowej nie udałooby się zorganizować bez znakomitej współpracy z partnerami lokalnymi – spółką komunalną Wodociągi Miasta Krakowa i Regionalnym Zarządem Gospodarki Wodnej (RZGW) Kraków. Z partnerami tymi powiązani patroni honorowi HYDROFORUM – Izba Gospodarcza „Wodociągi Polskie” oraz Państwowe Gospodarstwo Wodne „Wody Polskie”. Wśród partnerów konferencji znalazło się również ponownie konsorcjum projektu NEXUS oraz spółka PGE EO SA.

Patronat medialny nad konferencją objęły tradycyjnie:

„Energetyka Wodna” i „ZEK hydro”. Dołączyły do nich w tym roku: „Gospodarka Wodna” i kanał telewizyjny



Fot.1 Sekretarz Komitetu Organizacyjnego, p. H.Stachowicz przy pracy. Biuro konferencji było czynne od wczesnych godzin rannych. (P.Pryszcz, Belse)

byli

Life

¹ Sprawozdanie to ukazało się także drukiem w numerze 1/2024 Energetyki Wodnej

TVP3 Kraków. Partnerami wydawniczymi były ponownie: Redakcja Wydawnictw IMP PAN oraz Instytut Energetyki o/Gdańsk, który zapewnił druk materiałów konferencyjnych. Sukces organizacyjny nie byłby możliwy, gdyby organizatorzy nie uzyskali wsparcia finansowego od szeregu sponsorów, w tym sponsorów „Platynowych” (spółki Andritz Hydro GmbH oraz Tauron Ekoenergia Sp. z O.O.), „Premium” (*Energa z Grupy Orlen SA* oraz *Kisielewski Sp. z O.O.*), a także wszystkich pozostałych (*Belse, Energoprojekt Warszawa, HZBud Sp. z O.O., PFTechnology Sp. z o.o., TIS Polska Sp. z O.O., ZEW Niedzica SA*).

Konferencja była tradycyjnie bardzo pracowita. Obrady rozpoczynały się o godzinie 9:00 w dniu 16 października i o godzinie 8:00 dnia następnego. Kończyły się po godzinie 19:00. W tej sytuacji organizatorzy i prowadzący sesje rzadko pozwalali na naruszenie dyscypliny czasowej. W sumie program obejmował 9 sesji roboczych, w tym 2 debaty plenarne poprowadzone przez prezesa honorowego Towarzystwa Elektrowni Wodnych, p. Stanisława Lewandowskiego, oraz p. Katarzynę Trojanowską, sekretarza Zarządu TEW, a także warsztaty szkoleniowe poprowadzone przez przedstawicieli koncernu Andritz. Na sesje referatowe zaplanowano 32 wystąpienia. Wszyscy uczestnicy otrzymali materiały konferencyjne [1] obejmujące m.in. zbiór streszczeń i mini-artykułów dotyczących poszczególnych wystąpień. Dobrym pomysłem okazało się pozostawienie uczestnikom wyboru formy materiałów konferencyjnych (broszura lub pen-drive). W chwili pisania tego tekstu wszystkie materiały konferencyjne (w tym prezentacje i zdjęcia) są już dostępne z witryny internetowej TEW.

Ostatecznie w konferencji wzięło udział 139 uczestników, w tym 16 osób spoza granic naszego kraju. Pierwszy dzień obrad zakończyło uroczyste przyjęcie konferencyjne, które przebiegło w znakomitej koleżeńskej atmosferze. Niektórzy z obecnych – uczestnicy Zgromadzenia Krajowego TEW i jego goście – brali udział w podobnej kolacji dzień wcześniej. Prawie 50 uczestników wzięło też udział w sesji wyjazdowej w dniu 18 października. Na sesję tę składały się dwa etapy: oględziny instalacji odzysku energii hydraulicznej w Oczyszczalni Ścieków w Płaszowie [2] i w komorze redukcyjnej magistrali wodociągowej zasilającej Kraków ze zbiornika w Dobczycach [3] oraz wizyta studyjna na Zaporze i w Elektrowni Wodnej Świnna Poręba (obecnie Mucharz). Wizyta w obiektach odzysku energii była ściśle związana z zakończeniem projektu Life NEXUS realizowanego od 2018 roku przez IMP PAN w międzynarodowym konsorcjum z partnerami hiszpańskimi i Uniwersytetem Witolda Wielkiego w Kownie.



Fot.2 Uczestnicy HYDROFORUM 2024 w pierwszym dniu konferencji (P.Pryszcz, Belse)

Inauguracja i wprowadzenie

W sesji inauguracyjnej głos zabrali przedstawiciele wszystkich czterech współorganizatorów HYDROFORUM 2024. Rozpoczęło ją wystąpienie autora tego tekstu, który przywitał zebranych w imieniu Komitetu Organizacyjnego i Towarzystwa Elektrowni Wodnych, a także przekazał niektóre informacje organizacyjne. W imieniu organizatora lokalnego wystąpił dziekan Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej PK, prof. Maciej Sułowicz, który oprócz słów powitania przekazał także podstawowe informacje o Politechnice Krakowskiej i Wydziale. Mówca wskazał, że Politechnika znajduje się wśród trzech najwyższej ocenianych uczelni w Polsce.

Posiada liczne kontakty międzynarodowe, czego wyrazem jest 176 umów dwustronnych (poza programem Erasmus). Tematyka prac badawczo-rozwojowych Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej obejmuje m.in.: diagnostykę maszyn i urządzeń elektrycznych, odnawialne źródła energii (w tym: hydroenergetykę, magazyny energii, PV) oraz energoelektronikę. To właśnie zaangażowanie zespołu prof. prof. D.Borkowskiego i T.Węgla w działalność na rzecz małej energetyki wodnej doprowadziło do współpracy z IMP PAN (dr inż. Z.Krzemianowski), której przejawem stał się także wspólny udział w organizacji HYDROFORUM 2024. Sesję inauguracyjną zakończyły wystąpienia powitalne p. Ewy Malickiej, prezes Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, i prof. Marcina Lackowskiego, dyrektora IMP PAN. Prof. M.Lackowski dokonał również uroczystego otwarcia obrad.



Fot.3 Przedstawiciele organizatorów oraz partnerów HYDROFORUM 2024 wystąpili w sesji inauguracyjnej i wprowadzającej. Na zdjęciach (od lewej): M.Sułowicz (WIEiK PK), E.Malicka (TRMEW), M.Lackowski (IMP PAN), W.Kozak (RZGW Kraków), T.Żaba (Wodociągi Miasta Krakowa)

Charakter wprowadzający do wydarzenia miała również pierwsza sesja robocza. Poprowadził ją prof. Leszek Opyrchal z Wojskowej Akademii technicznej. W sesji tej głos zabrali przedstawiciele lokalnych partnerów: p. Wojciech Kozak (dyrektor RZGW Kraków) oraz dr inż. Tadeusz Żaba (dyrektor ds. produkcji Wodociągów Miasta Kraków). Oprócz powitania uczestników wystąpienia ich zawierały ważne informacje o obiektach będących przedmiotem wizyt technicznych w dniu 18 października. Niektóre z nich wykorzystano w końcowej części niniejszego raportu. W tej samej sesji prezeska TRMEW, p. Ewa Malicka, podzieliła się informacjami na temat aktualnej sytuacji ekonomiczno-prawnej sektora małej energetyki wodnej. Poinformowała o nowych cenach referencyjnych w systemie aukcyjnym (od 745 zł/MWh dla instalacji o mocy powyżej 1 MW do 853 zł dla instalacji o mocy poniżej 0,5 MW. Jednocześnie zwróciła uwagę na szybkie pogarszanie się warunków ekonomicznych dla funkcjonowania obiektów małej energetyki wodnej, w tym - inwestowania w nowe moce wytwórcze i modernizacje. W dużej mierze wiąże się to z zakończeniem wsparcia dla elektrowni korzystających niegdyś z mechanizmu wsparcia zielonymi certyfikatami (świadczeniami pochodzenia). Z drugiej strony pojawiły się trudności z dostępem do systemu taryf i premii dotowanych (FIT/FIP) zarówno dla instalacji istniejących, jak i modernizowanych. Generalnie obserwuje się nie tylko komplikowanie obowiązujących przepisów, ale i przeciąganie wydawania niezbędnych aktów wykonawczych.

Z uwagi na plan zajęć osób referujących, w sesji pierwszej znalazły się także 3 wystąpienia dotyczące różnych technologii związanych z funkcjonowaniem obiektów energetyki wodnej. Bezpośrednio po prezentacji dyrektora W.Kozaka, uczestnicy konferencji mieli okazję zapoznać się z raportem dotyczącym wykorzystania osadów z Jeziora Rożnowskiego do produkcji substytutów kruszyw naturalnych. Prace nad rozwojem odpowiednich technologii prowadzi zespół prof. Zygmunta Kowalskiego z Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, zaś raport przedstawił p. Bogdan Tkocz, członek zespołu ds. budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowej Rożnów II. Zakłada się, że przetworzone osady mogłyby być wykorzystane przy budowie zbiornika górnego ESP Rożnów II, a następnie do innych prac budowlanych na terenie kraju. Przy przewidywanych mocach przerobowych powinno to pozwolić na zmniejszenie zamulenia Jeziora Rożnowskiego w ciągu 20 lat z 68 do 46 %. Tę samą technologię proponuje się zastosować celem wykorzystania osadów wydobywanych z Jeziora Czorszyńskiego.

Duże zainteresowanie uczestników konferencji wzbudziła porywające chwilami wystąpienie dra inż. Piotra Kisielewskiego, właściciela firmy Kisielewski Sp. z o.o. – szybko rozwijającego się prywatnego producenta generatorów. Oprócz innowacyjnego generatora modułowego dla małych elektrowni wodnych, mówca przedstawił elementy zaawansowanej technologii produkcyjnej stosowanej w firmie. Sesję zakończyło wystąpienie prof. M.Lackowskiego dotyczące możliwości wykorzystania złóż ciepłych do magazynowania energii generowanej w różnych OZE, w tym w elektrowniach wodnych.

Debaty plenarne

Jeszcze na dwa miesiące przed konferencją - w rezultacie konsultacji ze spółką Tauron Ekoenergia SA, założono, że w programie powinna pojawić się debata dotycząca związków energetyki i gospodarki wodnej. Z naturalnych względów tematyka ta pojawia się bardzo często na kolejnych konferencjach HYDROFORUM. Tym razem zamierzano powrócić do sprawy podziału kosztów utrzymania wielozdaniowej struktury hydrotechnicznej. Katastrofalna powódź we wrześniu 2024 r. sprawiła, że punkt ciężkości debaty przesunięto na ochronę przeciwpowodziową. Ostatecznie debatę poprowadziła p. Katarzyna Trojanowska, wieloletni pracownik spółki Energa Wytwarzanie i jej poprzedników, odpowiedzialny za stan infrastruktury hydrotechnicznej. P. K.Trojanowska jest też od lat sekretarzem Zarządu Towarzystwa Elektrowni Wodnych. Wspomagali ją: p. Stanisław Lewandowski, obecnie główny komandytariusz spółki EasyServ i prezes honorowy TEW, a także autor niniejszego tekstu. Do panelu dyskusyjnego poproszono: p. Michała Krzyszkowskiego, specjalistę ds. gospodarki wodnej w ZEW Niedzica SA; p. Ewę Malicką; dra inż. Andrzeja Kamonciaka, p.o. dyrektora Departamentu Eksploatacji Źródeł OZE w spółce Energa Wytwarzanie SA; p. Wiesława Zielińskiego, wiceprezesa Zarządu Tauron Ekoenergia SA oraz p. Magdalenę Żmudę, wiceprezes PGW Wody Polskie ds. usług wodnych.



Fot.4 Uczestnicy debaty plenarnej „Energetyka wodna w osłonie przeciwpowodziowej: rola, miejsce, możliwości”. Od lewej: M.Krzyszkowski (ZEW Niedzica SA), E.Malicka (TRMEW), A.Kamonciak (Energa Wytwarzanie SA), K.Trojanowska (TEW), S.Lewandowski (TEW / EasyServ), J.Steller (TEW / IMP PAN), W.Zieliński (Tauron Ekoenergia), M.Żmuda (PGW Wody Polskie)

W swoim wprowadzeniu do debaty jej moderatorka wskazała, że chociaż wezbrania wód należy uznać za zjawisko przyrodnicze, to ich katastrofalne skutki w postaci powodzi wynikają już z jednej strony z nieodpowiedzialnej aktywności człowieka, a z drugiej strony z zaniechania właściwych działań przeciwpowodziowych. Rozpoczynając dyskusję prezes M.Żmuda wskazała, że potrzebne jest zarówno odsunięcie miejsc zamieszkania ludności od terenów zagrożonych, jak i podejmowanie odpowiednich działań technicznych. W dalszym ciągu prezes W.Zieliński zwrócił uwagę, że wprawdzie zapory spółki Tauron Ekoenergia spełniły swoje zadanie w walce z żywiołem, to ich stan po przejściu powodzi pozostawia wiele do życzenia. Poważnie ucierpiały również elektrownie wodne, z których 14 zostało zalanych. Ich uruchomienie przewiduje się w roku 2025. W sumie straty powodziowe spółki szacuje się na 3,4 mld złotych. Podjęcie szybkich działań niezbędnych do odbudowy ochrony przeciwpowodziowej i odtworzenia potencjału wytwórczego spółki wymagać będzie wsparcia funduszami zewnętrznymi.

Na straty poniesione przez sektor małej energetyki wodnej zwróciła uwagę prezes E. Malicka. Wskazała ona także na konieczność podjęcia szeregu działań zaradczych – zarówno na poziomie administracyjnym (np. nowelizacja instrukcji gospodarowania wodą), jak i technicznym (np. usuwanie niepożądanych przeszkód w korytach rzecznych, poprawa jakości prognozowania wezbrań). Na potrzeby wsparcia działań właścicieli elektrowni wodnych na rzecz gospodarki wodnej wskazywali również przedstawiciele spółek ZEW Niedzica i Energa Wytwarzanie. Właściciele elektrowni wodnych nie tylko ponoszą koszty związane z utrzymaniem elementów wielozadaniowej infrastruktury hydrotechnicznej, ale też straty produkcji w wyniku prowadzonej gospodarki wodnej. W rezultacie brakuje już środków na niektóre niezwykle ważne, chociaż i kosztowne, działania – takie, jak np. utrzymanie zdolności retencyjnej i regulacyjnej zbiorników wodnych, która radykalnie spada wskutek zamulania nanoszonym rumowiskiem. Na niedostateczną ilość środków, jakie przeznacza na takie cele budżet państwa wskazała w swoim końcowym wystąpieniu również prezes M. Żmuda.

Krótkiego podsumowania debaty podjął się autor tego tekstu. Zwrócił uwagę, że w większości przypadków energetyka wodna pozostaje mniejszościowym beneficjentem infrastruktury hydrotechnicznej w naszym kraju. Zdrowa zasada solidarnego rozdziału kosztów utrzymania między wszystkich beneficjentów zależnie od uzyskiwanych korzyści lub unikniętych strat wymaga zdecydowanego zwiększenia nakładów państwa na gospodarkę wodną. Tym bardziej, że chodzi tu o infrastrukturę krytyczną dla bezpieczeństwa mieszkańców kraju, a także jego gospodarki i środowiska przyrodniczego. Te wielokrotnie powtarzane przez hydroenergetyków stwierdzenia nie wydają się już tak oczywiste dla kolejnych ekip rządzących przeznaczających wielkie środki na realizację własnych ambicji i zdobycie krótkotrwałego poparcia społecznego. Przedstawiciele gospodarki i energetyki wodnej powinni nie tylko okazywać wolę współpracy na rzecz spraw bieżących, ale też solidarnie i wytrwale występować o ważne cele strategiczne do władz państwowych i robić wszystko, by dotrzeć z tym przesłaniem do społeczeństwa.

Temat kolejnej debaty, „Transformacja energetyczna widziana przez pryzmat energetyki wodnej”, sformułowano jeszcze w pierwszej połowie 2024 roku. W planach organizatorów konferencji debata miała stanowić kontynuację wielu poprzednich dyskusji, jakie wynikały z rosnącego zaniepokojenia środowiska hydroenergetyków trwającym już od dziesiątków lat zaniechaniem rozwoju nowych mocy regulacyjnych energetyki wodnej – zwłaszcza poprzez budowę elektrowni szczytowo-pompowych - a nawet brakiem woli wykorzystania magazynowego potencjału energetycznego „zamrożonego” w zbiornikach istniejących elektrowni. Po doświadczeniach ostatnich kilkudziesięciu lat nie ma pewności, czy kolejne ekipy rządowe utrzymają zadeklarowaną kilka lat temu wolę rozwoju energetyki szczytowo-pompowej w naszym kraju. Mimo trwających już prac przygotowawczych oraz obserwowanych w Europie i na świecie tendencji.

Ponieważ powodem ww. „zamrożenia” potencjału magazynowego elektrowni zbiornikowych są zapisy pozwoleń wodnoprawnych wynikające z zaostrzonych wymagań środowiskowych, organizatorom zależało w sposób szczególny na udziale decyzyjnych przedstawicieli Ministerstwa Klimatu i Środowiska, PGW Wody Polskie i Polskich Sieci Energetycznych, którym najbardziej powinno zależeć na wzroście elastyczności krajowej sieci elektroenergetycznej. Niestety, przyjazd p. ministra P. Henning-Kłoski okazał się niemożliwy z powodu kolizji z terminem obrad Sejmu, p. prezes M. Żmuda otrzymała pilne wezwanie do Warszawy, a PSE SA ponownie nie odpowiedziały na korespondencję. Ostatecznie w panelu dyskusyjnym wzięły udział następujące osoby: p. Artur Kalicki, prezes spółki Tauron-Ekoenergia SA; p. Zbigniew Pawlak, dyrektor ds. klientów kluczowych spółki Energoprojekt-Warszawa SA, p. Andrzej Kamonciak (Energa Wytwarzanie SA), p. Leszek Bajorek, prezes Zarządu ZEW Niedzica SA oraz p. Radosław Koropis – prezes Zarządu spółki RENPRO Sp. z o.o., wiceprezes Zarządu TRMEW. Debatę prowadził prezes S. Lewandowski przy wsparciu p. K. Trojanowskiej i autora tego tekstu, który też dokonał krótkiego podsumowania dyskusji. Wobec braku przedstawicieli instytucji centralnych, dyskusja koncentrowała się na działaniach sektora hydroenergetyki umożliwiających zwiększenie elastyczności sieci elektroenergetycznej – głównie, ale nie tylko, poprzez powiększenie dostępnej pojemności magazynowej. Szczególną uwagę zwrócono na pożądany kierunek zmian uwarunkowań prawno-ekonomicznych niezbędnych dla osiągnięcia celów niezbędnych dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania sieci elektroenergetycznej w nadchodzących latach. Wskazano, że mimo szybko rosnącej mocy instalowanej,

baterie elektrochemiczne nie mogą zastąpić elektrowni szczytowo-pompowych. Podobnie, jak w przypadku poprzedniej debaty, zwrócono uwagę na konieczność dialogu z instytucjami decydującymi o kierunkach rozwoju sieci elektroenergetycznej, a także ze społeczeństwem, które od lat nie jest właściwie informowane o rzeczywistych powodach opóźnień w transformacji energetycznej, którym towarzyszą kłopoty z przyłączeniem kolejnych mikroinstalacji OZE do sieci.



Fot.5 Uczestnicy debaty plenarnej „Transformacja energetyczna widziana przez pryzmat energetyki wodnej”. Od lewej: A.Kalicki (Tauron-Ekoenergia), Z.Pawlak (Energoprojekt-Warszawa), A.Kamonciak (Energia Wytwarzanie), S.Lewandowski (EasyServ / TEW), J.Steller (IMP PAN / TEW), L.Bajorek (ZEW Niedzica), R.Koropis (RENPRO/TRMEW)

Wprowadzeniem do debaty na temat transformacji energetycznej była sesja III, którą poprowadzili wspólnie prof.prof. Dariusz Borkowski i Tomasz Węgiel z Politechniki Krakowskiej. Sesję otworzył wystąpienie prezesa R.Koropisa dotyczące zasad funkcjonowania rynku usług bilansujących oraz propozycji wprowadzenia w Polsce rynku usługi elastyczności sieci.

Rozwój zaawansowanych narzędzi cyfrowych służących wieloaspektowemu monitorowaniu i optymalizacji pracy elektrowni wodnej oraz jej współpracy z innymi systemami (np. farmy PV, magazyny energii itp.) są celami projektu D-Hydroflex. Prowadzony monitoring i analizy obejmują produkcję energii elektrycznej, gospodarkę wodną, nadzór diagnostyczny, a także analizę zjawisk zachodzących w układzie przepływowym metodami CFD. Projekt jest realizowany w ramach programu Horizon 2020 przez konsorcjum składające się z 5 operatorów elektrowni wodnych, 6 instytutów badawczych i uniwersytetów oraz 7 dostawców technologii. Zadaniem polskich uczestników konsorcjum - Politechniki Wrocławskiej oraz spółki Tauron Ekoenergia SA - jest m.in. wdrażanie rozwiązań projektu w Elektrowni Wodnej Wały Śląskie, która służy za jeden z obiektów pilotowych projektu. Architekturę i funkcjonalność projektu przedstawił dr inż. Artur Machalski z Politechniki Wrocławskiej.

Dalsze wystąpienia dotyczyły instalacji hybrydowych kojarzących niestabilne źródła energii elektrycznej z elektrowniami wodnymi. Wykorzystanie baterii słonecznych do częściowego pokrycia potrzeb własnych elektrowni w Kaskadzie Raduni – zwłaszcza podczas postoju między okresami szczytowej pracy Kaskady – było przedmiotem wystąpienia dr inż. A.Kamonciaka ze spółki Energia Wytwarzanie.

Tabela 1. Moc niektórych chińskich elektrowni hybrydowych, MW

Nazwa	hydro	PV	wiatr
Longyangxia	1280	850	-
Kela	1920	1000	-
Langcang	1000	600	400

Autorzy pozostałych trzech referatów (dr hab. J.Jurasz, dr inż. E.Kasiulis oraz p. Y.Cui) skoncentrowali się na dużych zespołach hybrydowych, w których obecność elektrowni wodnych oraz inteligentne sterowanie zapobiega wprowadzaniu do sieci elektroenergetycznej niepożądanych fluktuacji przez duże niestabilne źródła OZE. Duże zainteresowanie wzbudziło wystąpienie p. Yutanga Cui, chińskiego doktoranta przebywającego obecnie na Politechnice Wrocławskiej. Spadek emisji CO₂ z chińskich

elektrowni węglowych przewiduje się dopiero po roku 2030. Jednak, aby móc sobie na to pozwolić bez szkody dla gospodarki narodowej, Chiny od dawna intensywnie inwestują w odnawialne źródła energii. Ich udział w całkowitej mocy zainstalowanej Chin wynosi już 40 %. Szczególnie szybko rośnie udział elektrowni słonecz-

nych. Dziś są to często wielkie farmy fotowoltaiczne i wiatrowe składające się wspólnie z elektrowniami szczytowo-pompowymi na duże instalacje hybrydowe. Parametry niektórych istniejących obiektów podano w tabeli 1. Według informacji przekazanych w trakcie wystąpienia w fazie planowania lub budowy znajduje się obecnie 20 takich instalacji o łącznej mocy przekraczającej 10 GW.

Wystąpienie p. Cui poprzedzało bezpośrednio debatę na temat transformacji energetycznej w naszym kraju. Po jej zakończeniu uczestnicy konferencji mieli okazję wziąć udział w uroczystym przyjęciu HYDROFORUM, które przebiegło w znakomitej koleżeńskej atmosferze. Niektórzy z obecnych – uczestnicy Zgromadzenia Krajowego TEW i jego goście – brali udział w podobnej kolacji już w dniu 15 października.

Energetyka szczytowo-pompowa

Dzień drugi rozpoczęły dwugodzinne warsztaty szkoleniowe poprowadzone przez przedstawicieli grupy Andritz Hydro GmbH, pp. B.Benza i M.Schmida. Warsztaty spotkały się z bardzo dużym zainteresowaniem, szczególnie w części dotyczącej hydrozespołów o zmiennej szybkości obrotowej oraz rozwiązań technicznych wybranych węzłów konstrukcyjnych.

Sesję referatową dotyczącą energetyki szczytowo-pompowej poprowadził p. Janusz Łobacz, wieloletni specjalista z zakresu układów nadzoru i sterowania w EW Żarnowiec, były przedstawiciel naszego kraju w federacji Euroelectric. Sesję otworzyła prezentacja p. Michała Kubackiego, prezesa Instytutu OZE Sp. z O.O. i redaktora naczelnego „Energetyki Wodnej”. Z uwagi na nieobecność autora, referat wygłosiła p. Ewelina Bogacka (IOZE). Według informacji Międzynarodowego Stowarzyszenia Hydroenergetyki IHA łączna moc elektrowni szczytowo-pompowych funkcjonujących dziś na świecie wynosi ponad 180 GW. Zastanawiające jest, że o ile największe elektrownie znajdujące się w budowie zlokalizowane są na terenie Azji Wschodniej (Chiny), to dominująca część obiektów planowanych znajduje się w Ameryce Północnej i Środkowej. W Polsce trwają przygotowania do uruchomienia inwestycji w 3 elektrownie pompowo-szczytowe. Najbardziej zaawansowane są przygotowania do budowy ESP Młoty, jednak proces przygotowawczy uległ niedawno pewnemu spowolnieniu z powodu konieczności sporządzenia Oceny Oddziaływania na Środowisko. Obecnie największą krajową inwestycją związaną z energetyką szczytowo-pompową jest trwająca od pewnego czasu modernizacja ESP Porąbka-Żar. O przebiegu zakończonych już prac modernizacyjnych zbiornika górnego oraz remoncie rurociągów derywacyjnych poinformowali przedstawiciele głównego wykonawcy i podwykonawcy budowlanego: p. Arkadiusz Chyc z Energoprojektu Warszawa oraz p. Wojciech Poręba, ze spółki HZBud Sp. z o.o.

Sesję zakończył referat przedstawicieli biura projektowego UKRHYDROPROJEKT z Charkowa: p. Andrija Wojczeni (kierownika Działu Handlowego) oraz p. Maksyma Lewickiego (głównego konstruktora biura projektów). Wystąpienie dotyczyło aktualizacji projektu Kaniewskiej ESP. Jak wiadomo, w związku z silną pozycją energetyki jądrowej w miksie energetycznym, a w ostatnim dwudziestoleciu - również rozwojem energetyki



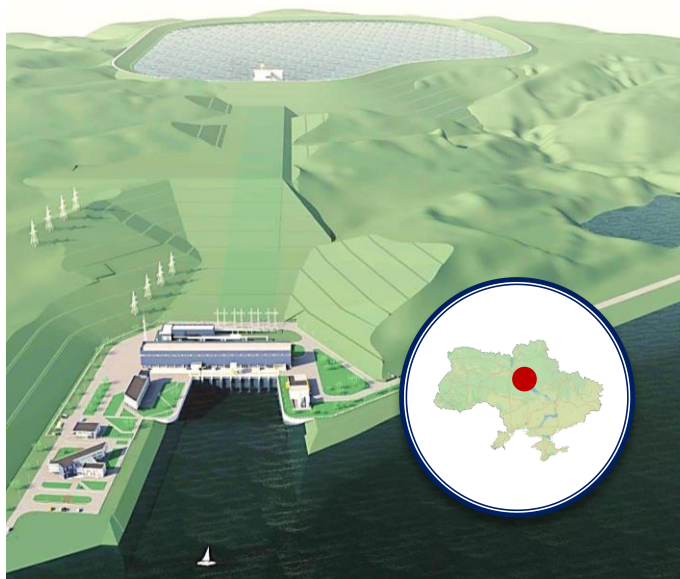
Fot.6 Warsztaty szkoleniowe n.t. energetyki szczytowo-pompowej poprowadzili przedstawiciele koncernu Andritz, pp. B.Benz i M.Schmid (P.Pryszcz. Belse)



Rys.2 ESP Młoty wg. aktualnej koncepcji, prezentacja M.Kubackiego



Fot.7 Zbiornik górny EW Porąbka-Żar po modernizacji, prezentacja A.Chyca



Rys.9 Kaniewska ESP wg zaktualizowanej koncepcji, prezentacja A.Wojczenki i M.Lewickiego

opartej o OZE, do roku 2024 Ukraina intensywnie inwestowała w energetykę szczytowo-pompową. Wśród licznych projektów opracowywanych w biurze UKRHYDROPROJEKTu był i projekt Kaniewskiej ESP, której zbiornikiem dolnym ma być jezioro zaporowe Kaniewskiej Elektrowni Wodnej (Kaskada Dniepru). Według założeń z lat osiemdziesiątych moc elektrowni miała wynosić 3,6 GW. Byłaby to więc największa elektrownia szczytowo-pompowa na świecie. Ostatecznie, po zakończeniu moratorium wywołanego kryzysem gospodarczym na początku lat dziewięćdziesiątych, zdecydowano się na budowę elektrowni o mocy 1000 MW. Sprawą otwartą pozostaje liczba hydrozespołów (4 lub 6) i ich konfiguracja, w tym liczba hydrozespołów zmiennoodrotowych. Najnowsza wersja projektu zawiera szereg rozwiązań konstrukcyjnych zwiększających odporność elektrowni na ewentualny atak zbrojny z powietrza.

Odzysk energii hydraulicznej

Sesję poprowadził prof. Bogdan Popa z Politechniki Bukaresztańskiej. Tematyka nawiązywała do projektu Life NEXUS realizowanego do końca 2024 przez międzynarodowe konsorcjum, w którym uczestniczył IMP PAN wspólnie z partnerami z Hiszpanii i Litwy, i którego prace były raporto-

wane podczas HYDROFORUM 2019 oraz 2022 ÷ 2023. Tym razem wystąpienia pochodziły spoza konsorcjum. Sesję rozpoczęło wystąpienie dra hab. A.Kuriqi z Uniwersytetu Lizbońskiego, który omówił wyniki studium dotyczącego strategii równoważenia gospodarki energetycznej komunalnej sieci wodociągowo-kanalizacyjnej w mieście Funchal na Maderze przy użyciu różnych odnawialnych źródeł energii, w tym pomp w ruchu turbinowym (PAT) zainstalowanych w miejscach wymaganej redukcji ciśnienia. W wyniku przeprowadzonej analizy uznano, że instalacja PAT jest uzasadniona technicznie i ekonomicznie w przypadku 10 spośród 50 rozważanych punktów redukcji energii. Jest to wynik budzący zaufanie. Jednocześnie zalecono stosowanie regulacji pomp szybkością obrotową, co jest zwykle rozwiązaniem racjonalnym w przypadku maszyn z wirnikiem śmigłowym.

Wyniki własnych badań pomp w ruchu turbinowym, a także ich zastosowania w komorach ciepłowniczych w charakterze tzw. turbinowego regulatora ciśnienia (TRC) przedstawił p. Mariusz Piękoś z Działu Innowacji Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Krakowie. Referat nawiązywał do wystąpień autora podczas wcześniejszych edycji HYDROFORUM. Ostatnie dwa referaty dotyczyły zaworów stosowanych zarówno w sieciach wodociągowych (p. Adam Chłapek z firmy TIS Polska), jak i w energetyce wodnej (p. Szymon Wróblewski z firmy TB Hydro). Ostatni z referatów obejmował także wyniki obliczeń numerycznych przepływu przez zawory.

Dobre praktyki i prace B+R

Dwie ostatnie sesje konferencji poprowadzili dr inż. Przemysław Szulc z Politechniki Wrocławskiej oraz dr inż. Maciej Kaniecki z firmy TG DNALOP. Dwa pierwsze wystąpienia sesji VIII dotyczyły numerycznych narzędzi wspomagających prognozowania warunków hydrologicznych dla energetyki wodnej oraz studiów wykonalności dla nowych obiektów; kolejne - wyników badań laboratoryjnych turbin wodnych; ostatnie dwa – turbin hydrokinetycznych.

Zasadniczym celem omawianych przez prof. B.Popę prac nad cyfrowymi modelami hydrologicznymi jest optymalizacja wykorzystania dostępnej infrastruktury hydroenergetycznej. Prace te prowadzone są przy wykorzystaniu dostępnych narzędzi pakietu *Matlab*® przez zespół autorski z Politechniki Bukaresztańskiej i Instytutu Geografii Akademii Rumuńskiej w ramach projektu europejskiego iMAP-Hydro. Użyte dotąd rezultaty autorzy określają, jako obiecujące. Zaplanowany w tej sesji referat prof. Petrasa Punysa i dra inż. Linasa Jurevičusa z Uniwersytetu Witolda Wielkiego w Kownie stanowił przegląd wieloletnich doświadczeń autorów ze stosowania dostępnych w sieci programów wspomagających studia wykonalności elektrowni wodnych. Niestety, referat nie mógł zostać wygłoszony przed audytorium HYDROFORUM 2024 z powodu stanu zdrowia głównego autora oraz kłopotów technicznych z połączeniem internetowym. Jego streszczenie oraz prezentacja są dostępne ze strony internetowej TEW wraz z innymi materiałami konferencyjnymi.



Fot.8 Popołudniowe sesje drugiego dnia obrad poprowadzili kolejno prof. B.Popa (Politechnika Bukaresztańska), dr inż.P.Szulc (Politechnika Wrocławska) i dr inż. M.Kaniecki (TG DNALOP)

Charakter przeglądkowo-szkoleniowy miało również wystąpienie dra inż. M.Kanieckiego, który w imieniu zespołu autorskiego spółki TG DNALOP oraz IMP PAN przedstawił mechanizmy tworzenia zjawisk niestacjonarnych w układzie przepływowym turbin Francisza oraz sposoby ich łagodzenia. Zespół autorski w podobnym składzie reprezentował też dr inż. Zbigniew Krzemianowski (IMP PAN), który przedstawił niektóre wyniki badań modelowych niskospadowej turbiny Francisza. Badania przeprowadzono w ubiegłej dekadzie w laboratorium IMP PAN w ramach współpracy z firmą ZRE Gdańsk SA.

W grupie wystąpień dotyczących turbin hydrokinetycznych, jako pierwszy zabrał głos p. Artur Olszewski, założyciel i prezes zarządu Instytutu Optymalizacji Technologii Sp. z O.O., od lat promujący turbiny tego rodzaju. Podczas HYDROFORUM 2024 prezes A.Olszewski podsumował wyniki dotychczasowych prac występując jako przedstawiciel zespołu autorskiego obejmującego także przedstawicieli IMP PAN, Hydro-Vacuum SA oraz Politechniki Wrocławskiej. Ostatnie wystąpienie w sesji VIII dotyczyło na tyle intrygującego, co kontrowersyjnego tematu wykorzystania energii kinetycznej wody wypływającej z rury ssącej. Autorami byli: goszczący we Wrocławiu prof. Kanzumba Kuskana z Uniwersytetu Free State w Afryce Południowej oraz dr inż. Jakub Jurasz z Politechniki Wrocławskiej. Wskutek konieczności nieoczekiwanego powrotu głównego autora do kraju ojczystego, wystąpienie odtworzono z pliku mp4. Brak łączności uniemożliwił dyskusję, która niewątpliwie wywiązałaby się, gdyby autor był na miejscu.

W sesji IX przeważały wystąpienia dostawców wyposażenia i usług dla elektrowni wodnych. Wyjątkiem było wystąpienie redaktora „Energetyki Wodnej”, p. Michała Lisa, oraz przedstawiciela zespołu autorskiego Politechniki Krakowskiej, p. Damiana Liszki, który przedstawił innowacyjny układ sterowania łopatkami wirnika turbiny Kaplana. Sterowanie to odbywa się drogą radiową, którą podawany jest sygnał do siłownika elektrycznego umieszczonego wewnątrz opływki. Prąd zasilający siłownik pochodzi z umieszczonego wewnątrz opływki generatora, którego stojan pozostaje z nią związany. Wirnik jest połączony na stałe z korpusem turbiny poprzez osłonę wału.

W tej samej sesji p. Łukasz Kalina przedstawił doświadczenia Instytutu OZE związane z modernizacjami małych elektrowni wodnych. Kończąc swoją wypowiedź zwrócił uwagę na niestabilność i niejednoznaczność warunków prawno-ekonomicznych, co zdecydowanie utrudnia podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Rezultaty współpracy ze spółką inżynierską prof. H.Jaberga z Grazu, a także projektu badawczo-rozwojowego NCBiR, przedstawił założyciel spółki WTW Poland Sp. z o.o., p. Grzegorz Wiszniewski. Wspólny wysiłek doprowadził do opracowania 7 typoszeręgów turbin niskospadowych. W przypadku każdego z nich firma WTW dysponuje charakterystykami ruchowymi turbin.

Dwa kolejne wystąpienia dotyczyły technologii utrzymania ruchu. P. Roman Masek, dyrektor techniczny Belse Sp. z o.o., omówił własności dostarczanych przez firmę kompozytowych powłok regeneracyjnych i zabezpieczających uznanej na polskim rynku marki Belzona. Nakładanie ich wymaga zwykle doświadczenia i umiejętności. Dlatego prace te wykonuje często polski przedstawiciel. Już po raz kolejny w konferencji wzięła udział spółka PFTechnology - polski producent maszyn i urządzeń realizujących procesy filtracji, separacji i flotacji zanieczyszczonych cieczy, a także wykorzystywanych do odwadniania urządzeń i magazynowania usuniętych zanieczyszczeń. Referat wygłoszony przez p. Karolinę Górlicką z Działu Sprzedaży koncentrował się tym razem na zastosowaniu filtrów samoczyszczących w energetyce wodnej.

Ostatnią sesję referatową zakończyło wystąpienie redaktora Michała Lisa dotyczące wyjazdów szkoleniowych organizowanych od roku 2022 przez redakcję „Energetyki Wodnej”. Jak wiadomo czytelnikom „EW”, propozycje takich wyjazdów są kierowane w dużej mierze do ekspertów z branży hydroenergetycznej i uczestników projektów realizowanych w ramach różnych programów Unii Europejskiej. Niekiedy „Energetyka Wodna” uczestniczy również w organizacji obozów studenckich związanych z hydroenergetyką. W swoim wystąpieniu redaktor M.Lis podsumował swoje spostrzeżenia z wyjazdów do elektrowni szczytowo-pompowych Nant de Drance (Szwajcaria, 2022), Riedl (Austria/Niemcy, 2023), Foz Tua i Baixo Sabor (Portugalia, 2024), a także z podróży studyjnej dla wybranych uczestników szkoleń organizowanych w ramach projektu HYPOSO (2023).

Minęła już godzina 19:00, gdy autor tego tekstu zamykał obrady HYDROFORUM 2024. W swoim podsumowaniu wskazał na niełatwą, lecz nieuniknioną drogę, jaka czeka sektor energetyki wodnej zanim świadomość jej znaczenia dla przyszłości kraju stanie się udziałem rządzących oraz większości polskich obywateli. Podziękował wszystkim, którzy wzięli udział w organizacji wydarzenia lub jemu patronowali, a także jego uczestnikom, w szczególności autorom referatów i uczestnikom paneli dyskusyjnych. W końcu zaprosił do udziału w kolejnej edycji HYDROFORUM, która została zaplanowana na terenie Ziemi Sądeckiej.

Sesja wyjazdowa

Za sprawą projektu Life NEXUS odzysk energii hydraulicznej w komunalnych obiegach wodnych jest już od kilku lat jednym z tematów obrad HYDROFORUM. Dzięki uprzejmości p. dyrektora T.Żaby z Wodociągów Miasta Krakowa do programu HYDROFORUM 2024 wprowadzono także wizytę studyjną w Zakładzie Oczyszczania Ścieków (ZOŚ) Płaszów oraz w komorze KP-3 redukującej ciśnienie wody spływającej magistralą Dobczyce-Kraków ze zbiorników Gorzkowice do zbiorników w Sierczy [2,3].



Fot.9 Uczestnicy sesji wyjazdowej HYDROFORUM 2024 w Zakładzie Oczyszczania Ścieków Płaszów

ZOŚ Płaszów jest największą oczyszczalnią w aglomeracji krakowskiej, odbierającą ścieki od 500 tys. jej mieszkańców. Ładunek zanieczyszczeń mierzony równoważną liczbą mieszkańców (RLM) wynosi 780 tys., zaś średniodobowy przepływ przez oczyszczalnię - 160 m³, co stanowi połowę maksymalnej wydajności. Instalacja własnych źródeł energii wpisuje się w postanowienia dyrektywy europejskiej 91/271/EWG, ale okazuje się też racjonalną decyzją w świetle 3,5-krotnego wzrostu cen energii tylko w latach 2021-23. Odzysk i konwersja energii hydraulicznej następuje w ZOŚ Płaszów na odpływie ścieków oczyszczonych. Zainstalowano tu zanurzalną turbinę Kaplana sprzęgniętą z generatorem o mocy 85 kW. Producentem turbiny i dostawcą hydrozespołu jest firma GEG z Gdańska (Gajek Engineering). Hydrozespół pracuje pod średnim spadem 3,7 m. Średnioroczna produkcja to około 370 MWh.



Fot.10 Odzysk energii w komorze redukcyjnej KP-3 Wodociągów Miasta Krakowa

Hydrozespół zainstalowany w komorze KP-3 w Sierczy wyposażony jest w turbinę Francis włoskiej firmy ZECO o następujących parametrach znamionowych: spad – 26 m; natężenie przepływu – 1,94 m; moc – 440 kW. Przy średniej wydajności urządzeń uzdatniania wody 1 m³/s, hydrozespół pracuje z mocą około 300 kW, co odpowiada ¼ mocy niezbędnej do pompowania wody do zbiorników w Gorzkowicach.

Jeśli wliczyć prace studialne i koncepcyjne z początków II Rzeczypospolitej to historia Zbiornika Wodnego Świnna Poręba na Skawie liczy ponad 100 lat. Oczywiście, nadrzędnym celem jego budowy była od początku ochrona przeciwpowodziowa. Do prac studialnych powrócono w latach 60-tych, by w roku 1986 przystąpić do budowy zbiornika, a 30 lat później - do jego napełniania. Dopiero w trakcie trwających prac budowlanych zdecydowano o uzupełnieniu inwestycji o małą elektrownię wodną o mocy 4,5 MW i spadzie instalowanym 37 m. Ostatecznie zdecydowano o jej usytuowaniu poniżej zapory, po prawej stronie rzeki. Ujęcie wody znajduje się wewnątrz zbiornika i jest połączone z budynkiem elektrowni sztolnią energetyczną o długości 360 m, wewnątrz której poprowadzono stalowy rurociąg derywacyjny z rozgałęzieniem na dwa turbozespoły z



Fot.11 Wewnątrz EW Świnna Poręba

turbinami Kaplana produkcji ZRE Gdańsk. Wykonawcą generatorów jest firma Dolmel z Wrocławia. Dodatkowo elektrownia jest wyposażona w mały hydrozespół z turbiną Francisa.

Włączenie zapory i elektrowni do programu sesji wyjazdowej uczestnicy HYDROFORUM zawdzięczają dyr. RZGW Kraków, p. W.Kozakowi. Osobami oprowadzającymi byli: p. Paweł Franczak, kierownik Zbiornika Wodnego, oraz p. Krzysztof Zawisza, kierownik EW Świnna Poręba. Obecność doświadczonych przedstawicieli branży hydroenergetycznej oraz uczestników prac rozruchowych, w tym dra inż. Waldemara Janickiego z IMP PAN, były dobrą okazją, by w koleżeńskej atmosferze omówić przyczyny problemów technicznych, jakie występowały w trakcie rozruchu i w pierwszym okresie eksploatacji.

Sesję wyjazdową i całe wydarzenie zakończył wspólny obiad na terenie pobliskiego zespołu klasztornego w Kalwarii Zebrzydowskiej. Część uczestników skorzystała z okazji, by zajrzeć do tutejszego sanktuarium, będącego licznie odwiedzanym miejscem pielgrzymkowym oraz świadectwem polskiej historii i kultury religijnej.



Fot.12 Zapora i jaz w Świnnej Porębie



Fot.13 Sanktuarium w Kalwarii Zebrzydowskiej

Janusz Steller,
*Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego
Polskich Konferencji Hydroenergetycznych*

Przywołania

1. PKH HYDROFORUM 2024. Materiały Konferencyjne, TEW / IMP PAN, Kraków/Gdańsk, 2024
2. Biedrzycka A.: *Mikroelektrownia wodna w oczyszczalni Płaszów*. Nowoczesne Budownictwo Inżynieryjne Marzec – Kwiecień 2017, s. 18-21
3. Żaba T.: *Odzysk energii na rurociągu magistralnym zasilającym krakowski system zaopatrzenia w wodę* Energetyka Wodna, 02/2013, s.37-41
4. International Hydropower Association, 2024, World Hydropower Outlook



Go hydropower. **Go Boldly™**

Our flexible Ovation™ automation software and solutions modernise operations to extend lifespan, increase availability, enhance performance and reduce costs.

[Emerson.com/hydro](https://emerson.com/hydro)



Kompozyty Belzona dla energetyki wodnej:

- **OSZCZĘDNOŚĆ ENERGII** - redukcja strat hydraulicznych maszyn przepływowych
- **DŁUŻSZY OKRES EKSPLOATACJI** - zabezpieczenie powłokowe zwiększa trwałość
- **OGRANICZENIE KOROZJI I EROZJI** - usuwanie wycieków i skuteczna ochrona
- **NAPRAW ZAMIAST KUPOWAĆ NOWE** - odbudowa elementów metalowych

- **Naprawa i regeneracja**
- **Ochrona przeciwkorozyjna**
- **Modernizacja sprawnościowa**



INŻYNIERIA **ZIELONYCH** ROZWIĄZAŃ