HYDRO FORUM

XV Polska Konferencja Hydroenergetyczna
XVth Polish Hydropower Conference

Augustów, Hotel "Warszawa", 21-22.10.2026
EW Kruonis (Litwa),
23.10.2026



MATERIAŁY KONFERENCYJNE
CONFERENCE PROCEEDINGS

Ministerstwo Energii

Minister Infrastruktury

Towarzystwo Elektrowni Wodnych

iha affiliate member

Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie

IMP PAN GDAŃSK

TOWARZYSTWO ROZWOJU MAŁYCH ELEKTROWNI WODNYCH

VOITH

POLCOLD

VYTAUTAS MAGNUS UNIVERSITY AGRICULTURE ACADEMY

PGE Energia Odnawialna stale inwestuje w modernizację elektrowni wodnych

W 2025 roku zakończyliśmy modernizację dwóch hydrozespołów w Elektrowni Szczytowo Pompowej Solina. Zaplanowaliśmy już wykonanie analogicznych prac na kolejnych dwóch jednostkach. Równocześnie, w ramach Programu Kompleksowej Modernizacji Elektrowni Szczytowo Pompowej Porąbka Żar, ukończyliśmy - w formule Generalnego Realizatora Inwestycji - modernizację zbiornika górnego Żar wraz z rurociągami derywacyjnymi oraz dolnym ujęciem.

Na bieżąco realizujemy również remonty w EW Raduszec, EW Tresna, a także w ESP Żarnowiec i ESP Dychów, obejmujące inwestycje niezbędne do zapewnienia bezawaryjnej eksploatacji.

Obecnie trwają prace modernizacyjne w takich elektrowniach wodnych jak EW Smardzewice i EW Sobolice, a równolegle przygotowywane są zadania inwestycyjne dla elektrowni wodnej Oława na Odrze. Wszystkie te przedsięwzięcia mają na celu dalsze zwiększanie dyspozycyjności jednostek wytwórczych oraz zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości produkcji energii elektrycznej.



PGE
Energia Odnawialna

XV Polska Konferencja Hydroenergetyczna

Hotel „Warszawa”, Augustów, 21-22.10.2026
ESP Kruonis (Litwa), 23.10.2025

XVth Polish Hydropower Conference

„Warszawa” Hotel in Augustów, 21-22.10.2026
Kruonis PSPP (Lithuania), 23.10.2026

HYDRO FORUM

zorganizowana przez

Towarzystwo Elektrowni Wodnych

Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego Polskiej Akademii Nauk

Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych

pod patronatem

Ministra Energii

Ministra Infrastruktury

PGW „Wody Polskie”

Akademii Rolniczej Uniwersytetu Witolda Wielkiego w Kownie

Polskiego Komitetu Wielkich Zapór POLCOLD

Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Wodnych i Melioracyjnych

przy współpracy z

AB Ignitis Gamyba (Litwa)

Voith Hydro GmbH & Co KG

Litewskim Towarzystwem Energetyki Wodnej

organised by

Polish Hydropower Association

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

Polish Association for Small Hydropower Development

under auspices of

Polish Minister of Energy

Polish Minister of Infrastructure

State Water Holding “Polish Waters”

Agriculture Academy of Vytautas Magnus University in Kaunas

Polish Committee of Large Dams POLCOLD

Polish Association of Water and Reclamation Engineers and Technicians

under collaboration with

AB Ignitis Gamyba (Litwa)

Voith Hydro GmbH & Co KG

Lithuanian Hydropower Association

MATERIAŁY KONFERENCYJNE

CONFERENCE PROCEEDINGS

WYDAWNICTWO IMP PAN

Wydawnictwo Instytutu Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk

Gdańsk, październik 2026

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

Gdansk, October 2026

Pod redakcją / Edited by:

Janusz Steller Instytut Maszyn Przepływowych PAN
Towarzystwo Elektrowni Wodnych

Wydawnictwo Instytutu Maszyn Przepływowych
Polskiej Akademii Nauk
ul. Fiszera 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 2026.
Materiały Konferencyjne, TEW / IMP PAN, Augustów/Gdańsk, 2026

Suggested citation:
HYDROFORUM 2026 Polish Hydropower Conference
Conference Proceeedings, TEW / IMP PAN, Augustow/Gdansk (Poland), 2026

© Copyright by Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Gdańsk 2026,
Instytut Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk, Gdańsk 2026

Uwaga
Niniejsze wydanie Materiałów HYDROFORUM zawiera niewielkie zmiany i uzupełnienia wprowadzone do wcześniejszej wersji bezpośrednio przed i podczas konferencją.

ISBN 978-83-66928-22-0

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)

Zdjęcie na okładce przedstawia widok na Elektrownię Wodną Kruonis od stromy zbiornika górnego
(zasoby archiwalne Towarzystwa Elektrowni Wodnych, 2025.) .

The cover page photo shows the Kruonis Hydropower Plant as seen from the upper reservoir
*(*Archives of the Polish Hydropower Plant, 2025*).*

Patronat

Ministerstwo Energii

Minister Infrastruktury

Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie

VYTAUTAS MAGNUS UNIVERSITY AGRICULTURE ACADEMY

POLCOLD

Polski Komitet Wielkich Zapór POLCOLD

SITWM

Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Wodnych i Melioracyjnych

Auspices

Ministry of Energy Republic of Poland

Minister of Infrastructure

State Water Holding "Polish Waters"

ul. T. Chałubińskiego 7, 00-848 Warszawa
https://www.wody.gov.pl /

Agriculture Academy of Vytautas Magnus University

Vytauto Didžiojo universiteto Žemės ūkio akademija

Studentų str. 11, Akademija, LT- 53361
Kaunas district, Lithuania
https://zua.vdu.lt/en/

POLCOLD Polish Committe of Large Dams

Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej
Państwowy Instytut Badawczy
ul. Podleśna 61, 01-673 Warszawa
https://polcold.imgw.pl/#polcold

Polish Association of Water and Reclamation Engineers and Technicians

Skrytka pocztowa nr 15, 00-001 Warszawa 1
https://sitwm.pl/

Organizatorzy

Towarzystwo Elektrowni Wodnych

IMP PAN GDAŃSK

Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego Polskiej Akademii Nauk

TOWARZYSTWO ROZWOJU MAŁYCH ELEKTROWNI WODNYCH

Organisers

Polish Hydropower Association

ul. Fiszera 14, 80-231 Gdańsk
adres koresp. ul. Piaskowa 18, 84-240 Reda,
www.tew.pl

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

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

Polish Association for Small Hydropower Development

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

Partnerzy

Partners

AB Ignitis Gamyba
Elektrinės st, 21, LT-26108 Elektrėnai
https://ignitisgamyba.lt/en

Voith Hydro GmbH & Co. KG
https://www.voith.com/corp-en/industry-solutions/hydropower.html
https://www.voith.com/corp-en/about-us/markets-locations/poland-pl.html

Lithuanian Hydropower Association
Jiesios st. 9B, Rinkūnai,
Kaunas disctrict, LT-53280
https://www.hidro.lt/en/

Litewskie Towarzystwo
Energetyki Wodnej

Współpraca wydawnicza i medialna

Publishing and Media Collaboration

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

WysokieNapiecie.pl
Zasuń, Derski, Wojciechowska s.c.
Aleja Komisji Edukacji Narodowej 36 lok. 112B
02-797 Warszawa
https://wysokienapiecie.pl/

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. Fiszera 14, 80-231 Gdańsk,
http://www.imp.gda.pl/wydawnictwa/,
e-mail: *jfrk@imp.gda.pl*

Sponsorzy Platinum i Premium — Platinum & Premium Sponsors

PGE Energia Odnawialna SA

ul. Ogrodowa 59a, 00-876 Warszawa, Poland,
https://pgeeo.pl/

TAURON Polska Energia SA

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

State Water Holding "Polish Waters"

ul. Chałubińskiego 7, 00-848 Warszawa
https://www.wody.gov.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

Sponsorzy Sponsors



3D Format Sp. z o.o.

ul. Gen. W. Sikorskiego 115A, 44-103 Gliwice
https://poiformat.pl/



Dotcom Sp. z o.o.

ul. Słoneczna 16, 05-520 Konstancin-Jeziorna
https://dtcom.pl /



Energa Wytwarzanie S.A.

Al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk
https://energa-wytwarzanie.pl/



ul. Wojska Polskiego 88c,
65-762 Zielona Góra
http://hzbud.pl/



ENERGOPROJEKT -WARSZAWA SA

Al. Niepodległości 58, 02-626 Warszawa
https://www.energoprojekt.pl/
e-mail: epw@energoprojekt.pl



Kisielewski Sp. z o.o.

Ligota Wołczyńska 70, 46-250 Wołczyn
https://kisielewski.pl/



Norconsult Polska Sp. z o.o.

ul. Josepha Conrada 29a, 31-357 Kraków
https://norconsult.pl/



PFTechnology Sp. z o.o.

ul. Kościuszki 96, 26-680 Wierzbica
https://www.pftechnology.eu/pl/



Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA

ul. Widokowa 1, 34-441, Niedzica
https://www.zew-niedzica.pl/

Komitet Honorowy — Honorary Committee

Yuriy Bondarenko	Stowarzyszenie Społeczne "Hydroenergetyka Ukrainy", Wiceprezes *"Hydropower of Ukraine" Public Association/ Deputy President* STC Enpaselectro, Dyrektor Generalny / *CEO*
Marcin Lackowski	Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Profesor i Dyrektor *Institute of Fluid Flow Machinery, Pol.Ac.Sci., Professor and Director*
Ewa Malicka	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Prezeska Zarządu/ *Polish Association for Small Hydropower Development, President*
Janusz Plutecki	Politechnika Wrocławska, Profesor em. *Wroclaw University of Science and Technology, Professor emeritus*
Petras Punys	Akademia Rolnicza Uniwersytetu Witolda Wielkiego w Kownie, Profesor *Agriculture Academy of the Vytautas Magnus University, Kaunas, Professor* Litewskie Towarzystwo Energetyki Wodnej, Prezes Honorowy *Lithuanian Hydropower Association, Honorary President*
Rytis Skominas	Akademia Rolnicza Uniwersytetu Witolda Wielkiego w Kownie, Profesor i Kanclerz *Agriculture Academy of Vytautas Magnus University, Kaunas,* *Professor and Acting Chancellor*
Piotr Śliwiński	Polski Komitet Wielkich Zapór POLCOLD, Prezes *Polish Committee on Large Dams, President* Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej PIB *Institute of Meteorology and Water Management,* *National Research Institute*
Magdalena Żmuda	Państwowe Gospodarstwo Wodne „Wody Polskie" Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej, Zastępca Prezesa ds. Usług Wodnych *State Water Holding "Polish Waters"* *National Water Management Board,* *Deputy President on Water Services*

Komitet Organizacyjny — Organising Committee

Janusz Steller	Instytut Maszyn Przepływowych PAN, starszy specjalista *Institute of Fluid-Flow Machinery, Pol. Ac. Sci./ senior specialist* Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Prezes Zarządu *Polish Hydropower Association, Chairman of the Board* Przewodniczący Komitetu, *Chairman of the Committee*
Henryka Stachowicz	Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Wiceprezes Zarządu, Dyrektor Biura TEW *Polish Hydropower Association,* *Deputy Chairman of the Board, Director of the TEW Office* Sekretarz Konferencji, *Conference Secretary*
Tomasz Dudkiewicz	Voith Hydro GmbH & Co KG, Oddział w Polsce / *Polish Division* Kierownik Serwisu / *Service Manager*
Maciej Kaniecki	Voith Hydro GmbH & Co KG, Oddział w Polsce / *Polish Division* Instytut Maszyn Przepływowych PAN, starszy specjalista *Institute of Fluid-Flow Machinery, Pol. Ac. Sci./ senior specialist* Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Członek Zarządu *Polish Hydropower Association, Member of the Board*
Michał Lis	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych *Polish Association for Hydropower Development* "Energetyka Wodna", Redaktor prowadzący / *Executive Editor*
Dainius Markauskas	Litewskie Towarzystwo Energetyki Wodnej, Prezes Zarządu *Lithuanian Hydropower Association, Chairman of the Board*
B. Kuba Puchowski	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych *Polish Association for Hydropower Development* Piła Młyn Bogusław Puchowski, właściciel / *owner*
Katarzyna Serdeczna	Energa Wytwarzanie SA Wydział Rozwoju, Inwestycji i Regulacji, Koordynator ds. projektów inwestycyjnych, *Department of Development, Investment and Regulation,* *Co-ordinator on Investment Projects* Towarzystwo Elektrowni Wodnych, Wiceprezes Zarządu *Polish Hydropower Association, Deputy Chairman of the Board*
Zbigniew Stachowicz	Instytut Energetyki O/Gdańsk, PIB *Institute of Power Engineering, Gdansk Division, National Research Institute* Towarzystwo Elektrowni Wodnych, *Polish Hydropower Association*

Spis treści

Przedmowa 1

Program konferencji 7

Wystąpienia konferencyjne

Sesja I: Energetyka szczytowo-pompowa I

1.2. K. Jabłoński, A. Lethel: *Optymalizacja rozwiązań technicznych i środowiskowych dla Elektrowni Szczytowo-Pompowej Rożnów II w ramach projektu podstawowego* 13

1.3. M. Ostraszewski, J.Jurasz, B. Kaźmierczak: *Elektrownia szczytowo-pompowa Bełchatów: potencjał magazynowania energii i ograniczenia hydrologiczne* 14

Sesja II: Energetyka szczytowo-pompowa II

2.1. M. Kaniecki, M. Lewandowski: *Współczesne trendy modernizacji maszyn odwracalnych skutkujące poprawą elastyczności i niezawodności ich pracy* 17

2.3. Y. Cui, J. Jurasz, E. Kasiulis: *Czy arbitraż cenowy na rynku dnia następnego może wesprzeć inwestycje w energetykę szczytowo-pompową? Przykłady z Polski i Litwy* (EN) 21

Sesja IV: Urządzenia elektroenergetyczne oraz układy cyfrowe w energetyce wodnej

4.2 P. Kiciński: *Modernizacja układów wzbudzenia generatorów wodnych – od wymiany układu sterowania do pełnej modernizacji* 25

4.3 Z. Ruścicki: *Kluczowe warstwy bezpieczeństwa - stanowiska operatorskie w dyspozytorni* 28

4.4 A .Machalski, P. Szulc, J. Skrzypacz, P. Janik, Z. Satława: *Cyfrowy bliźniak hydrozespołu – integracja danych pomiarowych, modeli obliczeniowych i narzędzi wspomagania eksploatacji* 30

4.5 I. Ball: *Cyfryzacja energetyki wodnej dla Europy: doświadczenia z europejskich projektów demonstracyjnych* 32

Sesja V: Badania energetyczne i diagnostyczne w warunkach eksploatacyjnych

5.1 W. Janicki: *Pomiary w służbie energetyki wodnej* 35

5.2 H. Bjørndal : *Rozszerzone pomiary w warunkach eksploatacyjnych dla oceny stanu i potencjalnego zwiększenia zakresu pracy hydrozespołów* (EN) 39

5.3 A. Maurin, W. Janicki, A. Adamkowski: *System do pomiaru przecieków przez kierownice turbin wodnych* 44

5.4 I. Zaitsev, V. Kutchanskiy: *Wykrywanie wyładowania koronowego w paśmie ultrafioletowym dla celów monitoringu stanu technicznego i diagnostyki uszkodzeń urządzeń elektrycznych w elektrowniach wodnych* (EN) 48

Sesja VI: Mała energetyka wodna i hybrydowe układy magazynowania energii

6.1. E. Malicka: *Perspektywy rozwoju małych elektrowni wodnych w świetle nowych regulacji prawnych* 51

6.2. J. Marszałek : *Analiza finansowa 20 lat pracy pewnej małej elektrowni wodnej. Studium przypadku z działalności spółki MEWOS sp. z o.o.* 53

6.3. M. Piękoś: *Proces inwestycyjny elektrowni wodnej na sieci ciepłowniczej MPEC Kraków* ... 56

Sesja VIII: Turbiny wodne i urządzenia pomocnicze

8.1 Z. Krzemianowski, J.Steller: *Niskospadowa modelowa turbina Francisa o wysokim wyróżniku szybkobieżności – badania laboratoryjne* ……. 59

8.2 J. Kirejczyk: *Przeżywalność ryb w turbinach wodnych: nowe kryterium projektowe* ……... 63

8.3 A. Olszewski, P. Szulc, A. Nycz, A. Góralczyk, W. Lorenz*: Wpływ geometrii dyfuzora na właściwości energetyczne turbiny hydrokinetycznej* …….. 65

8.4 M. Hajdarowicz: *Przegląd technologii współczesnych systematów łożyskowych smarowanych wodą marki Thordon Bearings* …… 67

8.5 P. Zariczny, B. Ośmiałowski: *Modernizacja łożysk prowadzących turbin wodnych ze smarowania olejowego na wodne – zagadnienia projektowe* …….. 70

8.6 J. Przydatek: *Zastosowanie filtrów samoczyszczących i osadnikowych w instalacjach wody technologicznej hydroelektrowni* …….. 73

Sesja IX: Budowle i urządzenia hydrotechniczne

9.1 P. Punys: *Studia hydrologiczne i hydrauliczne nad instalacją śluzy żeglugowej przy eksploatowanej dużej zaporze hydroenergetycznej na rzece nizinnej* (EN) ……. 75

9.2 A. Polniak: *Nowoczesne systemy retencyjne dla przeciwdziałania suszy i powodzi* ……... 77

9.3 W. Kosoń: *Efektywne odwadnianie osadów w kontenerach syntetycznych SoilTain® jako skuteczna metoda zwiększania retencji wodnej* ……... 81

9.4 W. Poręba: *Praktyczne i techniczne wyzwania w realizacji budowli hydrotechnicznych – doświadczenia*…. 83

9.5 L. Balcarczyk, D. Skowronek, J. Pawliński: *Nowoczesne pomiary geodezyjne dla zbiorników i elektrowni wodnych* …….. 84

Załączniki

HYDROFORUM 2026. Lista uczestników 89

HYDROFORUM 2025. Sprawozdanie z XIV Polskiej Konferencji Hydroenergetycznej 93

Contents

Preface 4

Conference programme 10

Conference Contributions

Session I: Pumped storage hydropower I

1.2. K. Jabłoński, A.Lethel: *Optimization of technical and environmental solutions for the Rożnów II Pumped-Storage Power Plant within the framework of the basic design p*roject (PL) 13

1.3. M. Ostraszewski, J.,Jurasz, B.,Kaźmierczak: *Belchatow Pumped Storage Power Plant: energy storage potential and hydrologic constraints* (PL) 14

Sesja II: Pumped storage hydropower II

2.1 M. Kaniecki, M. Lewandowski: *Current trends in upgrading reversible hydraulic units for enhancing their operational elasticity and reliability* (PL) 17

2.3 Y. Cui, J. Jurasz, E. Kasiulis: *Can Day-Ahead Arbitrage Support Pumped-Storage Investment? Evidence from Poland and Lithuania* 21

Session IV: Electrical power equipment and digital systems in hydropower industry

4.2 P.Kiciński: *Rehabilitation of the hydro generator excitation systems - from the control system replacement to the full upgrade* (PL) 25

4.3 Z. Ruścicki: *Key security layers - operator stations in the control room* (PL) 28

4.4 A.Machalski, P.Szulc, J.Skrzypacz, P.Janik, Z. Satława.: *A digital hydraulic unit twin - integration of measurement data, computational models and operational support t*ools (PL) . 30

4.5 I. Ball: *Digitalising Hydropower for Europe: Lessons Learned from European Demonstration Projects* 32

Session V: Peformance and diagnostic tests under field conditions

5.1 W.Janicki: *Measurements in the service of hydropower* (PL) 35

5.2 H. Bjørndal: *Extended field measurements for condition assessment and potentially expanded operating range of hydropower unit* 39

5.3 A. Maurin, W. Janicki, A. Adamkowski*: System for measuring leakage through water turbine guide vanes* (PL) 44

5.4 I. Zaitsev, V. Kutchanskiy: *Ultraviolet detection of corona discharge for condition monitoring and fault diagnosis of electrical equipment at hydropower plants* 48

Session VI: Small hydropower and hybrid systems of energy storage

6.1. E. Malicka: *Development prospects of small hydropower plants in Poland in light of new legal regulations* (PL) 51

6.2. J. Marszałek: *Financial analysis of 20 years of operation of a small hydropower plant. A case study based on the operations of MEWOS Sp. z o.o*. (PL) 53

6.3. M. Piękoś (MPEC Kraków): *Investment process for the hydroelectric power plant on the heating network of MPEC Cracow Municipal Heating Energy Utility* (PL) 56

Session VIII: Hydraulic turbines and auxiliary equipment

8.1 Z. Krzemianowski, J.Steller:
A low head Francis turbine of high specific speed- design and laboratory tests (PL) ……. 59

8.2 P. Kirejczyk: *Fish survival rate in water turbines: a new design criteri*on (PL) ……..... 63

8.3 A. Olszewski, P. Szulc, A. Nycz, A. Góralczyk, W. Lorenz:
*Diffuser geometry impact on the hydrokinetic turbine performance properties (*PL) …….. 65

8.4 M. Hajdarowicz:
Survey of contemporary water lubricated bearing systems of Thordon Bearings manufacture (PL) 67

8.5 P. Zariczny, B. Ośmiałowski: *Upgrading hydraulic turbine guide bearings from oil to water lubrication – design considerations* (PL) …….. 70

8.6 J. Przydatek: *Application of self-cleaning and sedimentation filters in hydroelectric power plant process water systems* (PL) ……. 73

Session IX: Hydraulic civil engineering structures and equipment

9.1 P. Punys: *Hydrologic and hydraulic studies for the installation of a navigation lock at a large operational hydropower dam on a lowland river* …… 75

9.2 A. Polniak: *Modern retention systems to combat drought and flooding* (PL) ……. 77

9.3 W. Kosoń: *Efficient sludge dewatering in SoilTain® synthetic containers as an effective method for increasing water retention* (PL) …… 81

9.4 W. Poręba: *Practical and technical challenges in the construction of hydraulic structures – lessons learned* (PL) ……. 83

9.5 L. Balcarczyk, D. Skowronek, J. Pawliński:
Up-to-date geodetical measurements in water reservoirs and hydropower plants (PL) …….. 84

Appendices

HYDROFORUM 2026. List of delegates 89

HYDROFORUM 2025.Report on the XIVth Polish Hydropower Conference (PL) 93

Towarzystwo Elektrowni Wodnych

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

Myśl o tym, by jedno z wydarzeń HYDROFORUM zorganizować wspólnie z naszymi litewskimi przyjaciółmi zakiełkowała jeszcze pod koniec ubiegłej dekady podczas jednej z rozmów, jakie miałem okazję toczyć z prof. Petrasem Punysem w Salzburgu, gdzie do dziś odbywają się doroczne wydarzenia RENEXPO Hydro. Przy tej okazji odbywały się tam także Wschodnioeuropejskie Fora Hydroenergetyczne, które miałem przyjemność prowadzić w latach 2017-19. Dwa lata później okazało się, że polskie władze zaczynają myśleć o wznowieniu rozwoju energetyki szczytowo-pompowej w naszym kraju, a w sąsiedniej Litwie zdecydowano o rozbudowie Elektrowni Szczytowo-Pompowej Kruonis, odległej o zaledwie 100 km od polsko-litewskiej granicy. Elektrownia znajduje się pod Kownem, w okolicach miejscowości Kruonis (pol. Kronie). Zbiornikiem dolnym jest Morze Kowieńskie, utworzone z wód Niemna spiętrzonych zaporą na peryferiach Kowna. Zainteresowanie rozbudową ESP Kruonis wzrosło, gdy dotarły informacje, że dodatkowy hydrozespół będzie wyposażony w generator zmiennoobrotowy. Dowiedzieliśmy się także o próbie hybrydyzacji elektrowni poprzez instalację dużej pływającej farmy fotowoltaicznej na zbiorniku górnym, co miało istotne znaczenie w świetle dyskusji toczących się w naszym kraju.

Zwiększenie elastyczności nowych polskich elektrowni poprzez instalację hydrozespołów trójmaszynowych lub zmienoobrotowych było już od dłuższego czasu dyskutowane w środowisku polskich hydroenergetyków. Gorącym tematem stała się także hybrydyzacja elektrowni wodnych. W takiej atmosferze organizatorzy HYDROFORUM podjęli już w roku 2023 decyzję o podjęciu starań, by jedna z kolejnych konferencji odbyła w pobliżu granicy polsko-litewskiej, a w jej program weszła wizyta studyjna w ESP Kruonis. Przez długi czas zakładaliśmy, że w konferencji udział wezmą nasi litewscy koledzy, co umożliwi wspólne debaty i konsultacje. Ze względów logistycznych na miejsce konferencji wybraliśmy ostatecznie Augustów – miasto o blisko 500-letniej historii, pamiętające czasy Zygmunta Augusta i początki Rzeczpospolitej Obojga Narodów. Wybór terminu był bardzo staranny, gdyż chcieliśmy uniknąć kolizji z wyjątkowo licznymi wydarzeniami w naszym otoczeniu – HYDRO 2026 w Bolonii, kongres ICOLD w Bydgoszczy, *Hydroturbo* 2026 w Republice Czeskiej i *Viennahydro* w Wiedniu.

Pierwsze przygotowania rozpoczęliśmy wiosną 2025 roku. Dzięki staraniom prof. Petrasa Punysa w sierpniu ubiegłego roku doszło do spotkania z dyrekcją ds. technicznych i eksploatacji elektrowni wodnych spółki Ignitis Gamyba – właściciela i operatora ESP Kruonis – a w kwietniu bieżącego roku prof. Petras Punys uzyskał pisemne wsparcie p. Asty Sungailieme, dyrektora naczelnego (CEO) spółki dla organizacji planowanej wizyty studyjnej. W sierpniu dowiedzieliśmy, że wsparcie to dotyczy także samej konferencji.

Jak wynika z informacji internetowej spółki *Ignitis Gamyba*, projekt budowy ESP Kruonis został zatwierdzony do realizacji w roku 1978. Miała to być największa radziecka elektrownia tego typu[1]. Planowano wyposażenie jej w 8 hydrozespołów odwracalnych o łącznej mocy 1600 MW, pracujących przy średnim spadzie / wysokości podnoszenia 103 m. Jej głównym zadaniem miała być regulacja parametrów sieciowych w regionie republik bałtyckich, a zwłaszcza na Litwie, gdzie od drugiej połowy lat siedemdziesiątych trwała budowa Elektrowni Jądrowej Ignalina o planowanej mocy około 5 200 MW (moc pierwotnie zakładana wynosiła 6 GW).

Ostatecznie ESP Kruonis wyposażono w 4 hydrozespoły o mocy 225 MW. Uruchomienie pierwszego z nich nastąpiło w 1992 roku, a ostatniego – w roku 1998. Zatrzymanie budowy EJ Ignalina, odstawienie dwóch już pracujących bloków jądrowych o łącznej mocy 2 600 MW, a następnie burzliwy rozwój energetyki z niestabilnych źródeł odnawialnych (zwłaszcza energetyki wiatrowej) wpłynęły istotnie na zadania ESP Kruonis. We wszystkich krajach nadbałtyckich wzrosło gwałtownie zapotrzebowanie na usługi regulacyjne polegające przede wszystkim na kompensowaniu fluktuacji parametrów sieci wywołanych źródłami niestabilnymi.

[1] Moc budowanej równolegle Elektrowni Szczytowo-Pompowej Zagorskaja I pod Moskwą wynosi 6 x 200 = 1200 MW. Po katastrofie budowlanej w roku 2013 i w warunkach dzisiejszego konfliktu zbrojnego budowa ESP Zagorskaja II przeciąga się.

Uznano, że ważnym krokiem dla sprostania tym wyzwaniom może być instalacja dodatkowego hydrozespołu o szerokim zakresie pracy zarówno w ruchu turbinowym, jak i pompowym. W tej sytuacji już w roku 2013 wpisano inwestycję na listę Europejskich Projektów Wspólnego Zainteresowania, a w roku 2018 Parlament Litewski włączył go na listę kluczowych projektów energetycznych Republiki Litewskiej. Początkowo planowano instalację hydrozespołu o mocy 70–225 MW w ruchu pompowym oraz 40-225 MW w ruchu turbinowym. Ostatecznie zdecydowano się na hydrozespół o mocy 110 MW. Ogłoszony przetarg na dostawę hydrozespołu i generalne wykonawstwo wygrała firma Voith Hydro GmbH & Co KG wchodząca w skład koncernu Voith.

Szczegółowe informacje na temat ESP Kruonis uzyskają uczestnicy wyjazdu studyjnego do elektrowni. Wszyscy uczestnicy HYDROFORUM będą mieli okazję zapoznać się z założeniami projektu modernizacyjnego oraz przebiegiem jego realizacji podczas z ust inż. Gebharda Salchnera, kierownika projektu ze strony Generalnego Wykonawcy. Wystąpienie inż. G. Salchnera odbędzie w II sesji naszych obrad. Bezpośrednio po obiedzie przewidujemy natomiast pierwszą z dwóch debat o wspólnej tematyce wiodącej

Energetyka wodna na rzecz wzrostu elastyczności i bezpieczeństwa sieci elektroenergetycznej

Tematyka pierwszej z debat koncentrować się będzie na sposobach osiągania tego celu przy użyciu technologii szczytowo-pompowej. Debatę tę poprowadzi p. Rafał Zasuń, redaktor naczelny portalu „Wysokie Napięcie". Kolejna debata będzie się następnego dnia bezpośrednio przed obiadem i dotyczyć będzie możliwości osiągania podobnych celów w elektrowniach klasycznych. Poprowadzi ją p. B. Kuba Puchowski, wieloletni prezes Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, wciąż czynny zawodowo, jako konsultant oraz inżynier nadzoru inwestycyjnego i technicznego.

Z satysfakcją możemy stwierdzić, że konferencja nasza ponownie cieszy się dużym zainteresowaniem. Na tydzień przed konferencją liczba uczestników przekroczyła próg 120 osób. Blisko połowa z nich weźmie udział w podróży studyjnej. W sumie zaplanowaliśmy 33 wystąpienia merytoryczne. Dwa spośród nich to wykłady inauguracyjne przewidywane na zakończenie ceremonii otwarcia konferencji. Podobnie jak w roku ubiegłym, przewidujemy dziesięć sesji konferencyjnych (łącznie z sesją inauguracyjną). Na każde wystąpienie przeznaczyliśmy średnio 20 minut, chociaż czas przeznaczony na samą prezentację nie będzie przekraczać 12 do 15 minut. Niestety, dwa planowane referaty nie będą mogły być wygłoszone. Z uwagi na wzmożone uderzenia rosyjskich sił zbrojnych na infrastrukturę energetyczną i wspomagające ją zakłady przemysłowe, udział naszych kolegów z Ukrainy został odwołany na tydzień przed rozpoczęciem naszej konferencji.

Niniejszy tom zawiera 25 streszczeń zgłoszonych wystąpień merytorycznych oraz opracowanych na ich podstawie mini-artykułów. Ponadto od trojga autorów otrzymaliśmy już prezentacje. Prezentacje te zostaną udostępnione w formie elektronicznej z naszej strony internetowej jeszcze przed rozpoczęciem naszej konferencji.

Podobnie, jak w latach ubiegłych przewidujemy publikację wybranych artykułów po-konferencyjnych 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 2026 ze strony internetowej HYDROFORUM https://hydroforum.tew.pl/archiwum/. Informujemy, że ze strony tej są dostępne materiały wcześniejszych Polskich Konferencji Hydroenergetycznych. Zasoby te są stopniowo uzupełniane po ataku hakerskim na stronę poprzednią.

Organizatorzy składają serdeczne wszystkim partnerom HYDROFORUM 2026, bez których jej organizacja, a zwłaszcza organizacja wizyty studyjnej nie byłaby możliwa. Szczególne podziękowania w tej ostatniej sprawie należą się spółkom *Ignitis Gamyba* i *Voith Hydro GmbH & Co KG*. Bratniemu Litewskiemu Towarzystwu Energetyki Wodnej dziękujemy za okazaną pomoc logistyczną.*"*

Wśród naszych tegorocznych sponsorów znalazły się *Państwowe Gospodarstwo Wodne „Wody Polskie",* cztery spółki zaliczane do tzw. energetyki zawodowej (*PGE EO SA, Tauron Polska Energia SA, Energa Wytwarzanie SA i ZEW Niedzica SA*), specjalistyczna firma budowlana (HZbud Sp. z o.o.) oraz 5 dostawców wysokospecjalistycznych usług i wyposażenia (*Emerson Process Management Sp. z o.o, 3D Format Sp. z o.o., Dotcom Sp. z o.o, Kisielewski Sp. z o.o., PFTechnology Sp. z o.o.).* Udzielone nam wsparcie miało zasadnicze znaczenie dla utrzymania równowagi naszego budżetu.

Komitet Organizacyjny Konferencji wyraża serdeczne podziękowanie również wszystkim osobom, firmom i instytucjom, które wsparły przygotowanie Konferencji swoim zaangażowaniem merytorycznym i organizacyjnym. Za objęciem naszego wydarzenia patronatem dziękujemy *Ministerstwu Energii, Ministerstwu Infrastruktury, Państwowemu Gospodarstwu Wodnemu „Wody Polskie”, Akademii Rolniczej Uniwersytetu Witolda Wielkiego w Kownie, Polskiemu Komitetowi Wielkich Zapór i Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Wodnych i Melioracyjnych.* Dziękujemy także wszystkim osobom i instytucjom, które nadesłały nam swoje życzenia nie mogąc samemu uczestniczyć w obradach, w tym do dyrektora Departamentu OZE w *Ministerstwie Klimatu i Środowiska*, p. Łukasza Tomaszewskiego, oraz naszych wypróbowanych przyjaciół z Czech i Rumunii.

Podziękowania nasze kierujemy do naszych patronów medialnych i wydawniczych (*Energetyka Wodna, Wysokie Napięcie, ZEK Hydro*), a także do *Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk*, który umożliwił nam druk materiałów konferencyjnych w oparciu o swoje zasoby techniczne i osobowe.

Szczególne podziękowania należą się **Panu Profesorowi Petrasowi Punysowi**, który okazał się prawdziwym Aniołem Stróżem naszego przedsięwzięcia i bez którego z pewnością nie udałoby się urzeczywistnić naszych planów. Serdecznie dziękujemy wszystkim członkom Komitetu Honorowego, przewodniczącym sesji, autorom wystąpień, panelistom oraz 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 2026

Preface

The idea of organizing one of HYDROFORUM events with our Lithuanian friends first took root late in the last decade during conversations I had with Prof. Petras Punys in Salzburg, the long-standing venue for the annual RENEXPO Hydro events. Those gatherings also hosted the Eastern European Hydropower Forums, which I had the pleasure of chairing from 2017 to 2019. Two years later, Polish authorities began considering the revival of pumped-storage hydropower development in Poland, while neighbouring Lithuania decided to expand its Kruonis Pumped-Storage Power Plant, located just 100 km from the Polish-Lithuanian border. The plant is situated near Kaunas, close to the Kruonis locality. Its lower reservoir is the Kaunas Reservoir, formed by the waters of the Neman River impounded by a dam on the outskirts of Kaunas. The interest in the Kruonis expansion grew following reports that the additional generating unit would feature a variable-speed generator. We also learned of plans to hybridize the plant by installing a large floating photovoltaic farm on the upper reservoir—a development of significant interest given the ongoing discussions in Poland.

The idea of increasing the flexibility of new Polish power plants by installing three-machine or variable-speed hydraulic units has long been a topic of discussion among Polish hydropower professionals. A hot topic has also become hybridization of hydroelectric power plants. Following this mood, the HYDROFORUM organizers decided back in 2023 to arrange for one of the upcoming conferences to be held near the Polish-Lithuanian border, featuring a study visit to the Kruonis Pumped-Storage Power Plant. At this time we anticipated also the participation of our Lithuanian colleagues, which would facilitate joint debates and consultations. For logistical reasons, we ultimately selected Augustów as the conference venue—a city with a history spanning nearly 500 years, dating back to the era of Sigismund Augustus and the beginnings of the Polish-Lithuanian Commonwealth. The date was chosen with great care to avoid conflicts with a multitude of other events in our sector, such as HYDRO 2026 in Bologna, the ICOLD Congress in Bydgoszcz, Hydroturbo 2026 in the Czech Republic, and *Viennahydro* in Vienna.

Initial preparations commenced in the spring of 2025. Thanks to the efforts of Prof. Petras Punys, a meeting took place last August with the technical and operations management of the hydroelectric power plants at Ignitis Gamyba—the owner and operator of the Kruonis Pumped-Storage Hydroelectric Power Plant (ESP). In April of this year, Prof. Punys secured written support for the planned study visit from Ms. Asta Sungailienė, the company's CEO. In August, we learned that this support extended also to the conference itself.

According to information from the online resources of the Ignitis Gamyba company, the project to build the Kruonis Pumped-Storage Power Plant was approved in 1978. It was intended to be the largest Soviet power plant of its kind. Plans called for it to be equipped with eight reversible hydro-units with a combined capacity of 1,600 MW, operating at an average head of 103 meters. Its primary role was to regulate grid parameters across the Baltic republics—particularly in Lithuania, where the Ignalina Nuclear Power Plant (with planned capacity of approximately 5,200 MW, though originally projected at 6 GW) had been under construction since the second half of the 1970s.

Ultimately, the Kruonis Pumped-Storage Power Plant (PSPP) was equipped with four 225 MW hydro units. The first unit was commissioned in 1992, and the last in 1998. The halting of Ignalina Nuclear Power Plant construction, the decommissioning of two operational blocks units with the combined capacity of 2,600 MW, and the subsequent rapid expansion of energy generation from variable renewable sources (particularly wind power) significantly altered the role of the Kruonis PSPP. Across all the Baltic states, there was a sharp rise in the demand for balancing services could have been noticed —primarily to compensate for grid parameter fluctuations caused by variable energy sources.

It was determined that installing an additional hydro unit capable of operating across a wide range in both turbine and pump modes could be a crucial step in addressing these challenges. Consequently, the project was added to the list of European Projects of Common Interest in 2013, and in 2018, the Lithuanian Parliament designated it as a key energy project for the Republic of Lithuania. Initial plans called for a unit with a capacity of 70–225 MW in pump mode and 40–225 MW in turbine mode; ultimately, a 110 MW unit was selected. The tender for the supply of the hydro unit and general contracting was won by Voith Hydro GmbH & Co. KG, part of the Voith Group.

The participants of the study tour will receive detailed information about Kruonis PSPP at the site. All HYDROFORUM delegates will have the opportunity to learn about the upgrade project objectives and implementation progress directly from Mr Gebhard Salchner, the project manager representing the General Contractor. Mr. Salchner's presentation is scheduled for the second session of the proceedings. Immediately following lunch, we have planned the first of two debates focused on a shared topic.

Hydropower for increased flexibility and security of the power grid

The first debate will focus on methods of achieving this goal using pumped-storage technology. The debate will be moderated by Mr. Rafał Zasuń, editor-in-chief of the "Wysokie Napięcie" portal. The subsequent debate will take place the following day, immediately before lunch, and will address the potential for achieving similar objectives in conventional power plants. It will be moderated by Mr. Kuba Puchowski, long-standing president of the Association for the Development of Small Hydropower Plants, who remains professionally active as a consultant and an engineer specializing in investment and technical supervision.

We are pleased to note that our conference is once again attracting significant interest. One week before the conference the number of participants crossed the 120 threshold. Nearly half of them will take part in the study tour. In total, we have scheduled 33 substantive presentations. Two of these are keynote lectures to be delivered at the conclusion of the opening ceremony. As in the previous year, the program comprises ten conference sessions (including the opening session). We have allocated an average of 20 minutes slot for each presentation, although the actual speaker's time will not exceed 12 to 15 minutes. Unfortunately, there is no possibility to present two of the scheduled papers. Due to intensified attacks of Russian military forces against the electric power infrastructure and the supporting industry, the attendance of our Ukrainian colleagues was cancelled one week before its inauguration.

This volume contains 25 abstracts and/or mini-articles based on the planned conference contributions. Additionally, we have already received the presentations from 3 authors. All of them will be made available in the electronic form from our website still before our conference.

As in previous years, it is planned to publish selected post-conference articles in the quarterly journal "Energetyka Wodna". A report on the conference will also appear in "Energetyka Wodna". With the authors' consent, conference presentations in PDF format will be made available to all HYDROFORUM 2026 participants via the HYDROFORUM website: https://hydroforum.tew.pl/archiwum/ . Please note that materials from previous Polish Hydropower Conferences are also available on this site; these resources are being gradually restored following a hacker attack on the previous website.

The organizers extend their sincere thanks to all partners of HYDROFORUM 2026, without whom the event—and the study visit in particular—would not have been possible. Special thanks in this regard go to Ignitis Gamyba and Voith Hydro GmbH & Co. KG. We also thank our sister organization, the Lithuanian Hydropower Association, for their logistical support.

Our this year sponsors include the *State Water Holding "Wody Polskie*", four major commercial energy companies (*PGE EO SA*, *Tauron Polska Energia SA*, *Energa Wytwarzanie*, and *ZEW Niedzica SA*), a specialized construction company (*HZbud Sp. z o.o.*), and four providers of highly specialized services and equipment (*Emerson Process Management Sp. z o.o.*, *3D Format Sp. z o.o.*, *Dotcom Sp. z o.o.*, and *PFTechnology Sp. z o.o.*). The support we received was crucial to maintaining our budget balance.

The Conference Organizing Committee extends its sincere thanks also to all the individuals, companies, and institutions that supported the preparation of the conference through their substantive and organizational contributions. We express our gratitude for the patronage of our event to the *Polish Ministry of Energy*, *State Water Holding "Wody Polskie*," the *Academy of Agriculture at Vytautas Magnus University* in Kaunas, the *Polish Committee on Large Dams*, and the *Association of Water and Reclamation Engineers and Technicians*. We also extend our thanks to our media and publishing partners (*Energetyka Wodna, Wysokie Napięcie*, *ZEK Hydro*), as well as to the *Institute of Power Engineering (Gdańsk Division)*, which enabled the printing of conference materials using its technical resources and personnel.

We allow ourselves to thank also all those that sent us their best wishes despite being unable to attend our event in person—including Director of the Renewable Energy Department at the *Ministry of Climate and Environment*, Mr. Łukasz Tomaszewski - as well as our long-standing friends from the Czech Republic and Romania.

Special thanks are due to **Professor Petras Punys**, who proved to be a true Guardian Angel for our undertaking; without him, we certainly would not have succeeded in bringing our plans to fruition. We extend our sincere thanks to all members of the Honorary Committee, session chairs, speakers, panelists, and conferencedwelegates. Your presence reflects the importance you attach to the topics under discussion and serves as a significant validation for the Organizing Committee regarding the value of our efforts. I would like to wish you a fruitful debate, as well as joy and satisfaction in the professional and personal connections established or renewed here.

Dr Janusz Steller

Chairman of the Polish Hydropower Conferences
Organising Committee

Gdansk, October 2026

PROGRAM KONFERENCJI (dzień I) 21 października 2026

9:00 Powitanie uczestników i otwarcie obrad (Hotel „Warszawa”, Augustów)

Sesja inauguracyjna

Sesję prowadzi: **Janusz Steller** (IMP PAN / TEW), Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego PKH HYDROFORUM

9:00 **Janusz Steller** (IMP PAN/TEW):
Powitanie w imieniu Komitetu Organizacyjnego i TEW - organizatora głównego.
Informacje organizacyjne. Wręczenie nominacji członków honorowych TEW

Ewa Malicka (TRMEW):
Powitanie w imieniu TRMEW - współorganizatora konferencji

Piotr Masłowski (Ministerstwo Energii)
Wystąpienie w imieniu Ministerstwa Energii

Asta Sungailiene (Ignitis Gamyba, Litwa):
Powitanie w imieniu Ignitis Gamyba - partnera konferencji (online)

Rytis Skominas (Akademia Rolnicza Uniwersytetu Witolda Wielkiego, Kowno, Litwa):
Wystąpienie w imieniu Akademii Rolniczej Uniwersytetu Witolda Wielkiego – patrona naukowego

Petras Punys (Akademia Rolnicza UWW / Litewskie Towarzystwo Energetyki Wodnej):
Wystąpienie w imieniu Litewskiego Towarzystwa Energetyki Wodnej - partnera konferencji

Marcin Lackowski (Instytut Maszyn Przepływowych PAN):
Powitanie w imieniu IMP PAN – współorganizatora konferencji. Otwarcie obrad

09:50 **Piotr Śliwiński** (POLCOLD): Wykład inauguracyjny:
Wykorzystanie wielkich zapór do celów energetycznych w dzisiejszych czasach

10:10 **Magdalena Żmuda** (Państwowe Gospodarstwo Wodne „Wody Polskie”: Wykład inauguracyjny
Potencjał OZE na nieruchomościach i infrastrukturze Wód Polskich – szanse dla rynku i administracji

10:30 Przerwa kawowa

Sesja I: Energetyka szczytowo-pompowa I

Obrady prowadzi: **Janusz Łobacz** (EW Żarnowiec)

11:00 **M. Bernhard** (Tauron ESP):
Elektrownia Szczytowo-Pompowa Rożnów II – woda, energia, bezpieczeństwo

11:20 **K. Jabłoński**, A.Lethel (Energoprojekt Warszawa): *Optymalizacja rozwiązań technicznych i środowiskowych dla Elektrowni Szczytowo-Pompowej Rożnów II w ramach projektu podstawowego*

11:40 **M. Ostraszewski,** J.Jurasz, B.Kaźmierczak (Politechnika Wrocławska): *Elektrownia szczytowo-pompowa Bełchatów: potencjał magazynowania energii i ograniczenia hydrologiczne*

12:00 Przerwa kawowa

Sesja II: Energetyka szczytowo-pompowa II

Obrady prowadzi: **dr Juliusz Kirejczyk** (niezależny konsultant))

12:20 **M. Kaniecki,** M.Lewandowski (Voith Hydro / IMP PAN): *Współczesne trendy modernizacji maszyn odwracalnych skutkujące poprawą elastyczności i niezawodności ich pracy*.

12:40 **G. Salcher** (Voith Hydro, Austria): *Projekt modernizacyjny ESP Kruonis* (EN)

13:10 **C. Yuting,** J. Jurasz (Politechnika Wrocławska), E. Kasiulis (Akademia Rolnicza UWW):
Czy arbitraż cenowy na rynku dnia następnego może wesprzeć inwestycje w energetykę szczytowo-pompową? Przykłady z Polski i Litwy (EN)

13:30 Przerwa obiadowa

14:30 Debata I Techniczne i ekonomiczne aspekty zwiększania pasma mocy regulacyjnej i interwencyjnej systemu elektroenergetycznego przy użyciu technologii szczytowo-pompowej

Obrady prowadzi: **Rafał Zasuń** (redaktor naczelny portalu „Wysokie Napięcie”)

16:00 Przerwa kawowa

PROGRAM KONFERENCJI (dzień I) 21 października 2026

16:00 Przerwa kawowa

Sesja IV: Urządzenia elektroenergetyczne oraz układy cyfrowe w energetyce wodnej

Obrady prowadzi: **Arkadiusz Czarnecki** (ZEW Niedzica SA.)

16:30	**P. Kiciński** (Emerson): *Modernizacja układów wzbudzenia generatorów wodnych – od wymiany układu sterowania do pełnej modernizacji*
16:50	**Z. Ruścicki** (DOTCOM): *Kluczowe warstwy bezpieczeństwa - stanowiska operatorskie w dyspozytorni*
17:10	**A .Machalski,** P.Szulc, J.Skrzypacz, P.Janik, Z.Satława (Politechnika Wrocławska): *Cyfrowy bliźniak hydrozespołu – integracja danych pomiarowych, modeli obliczeniowych i narzędzi wspomagania eksploatacji*
17:30	**I. Ball (**WIP Renewable Energies, Monachium**):** *Cyfryzacja energetyki wodnej w Europie: doświadczenia z europejskich projektów demonstracyjnych*
17:50	**M. Westeren**, G. Opach (Emerson): *Norconsult – uznany na rynku międzynarodowym konsultant hydroenergetyki z oddziałem w Polsce*

18:10 Zakończenie I dnia obrad

20:00 Przyjęcie konferencyjne (Hotel „Warszawa")

PROGRAM KONFERENCJI (dzień II) 22 października 2026

9:00 Powitanie uczestników i otwarcie obrad (Hotel „Warszawa")

Sesja V: Badania energetyczne i diagnostyczne w warunkach eksploatacyjnych

Obrady prowadzi: **Grzegorz Żywica** (Instytut Maszyn Przepływowych PAN.)

09:00	**W. Janicki** (IMP PAN): *Pomiary w służbie energetyki wodnej*
09:20	**H. Bjørndal** (Norconsult**):** *Rozszerzone pomiary w warunkach eksploatacyjnych dla oceny stanu i potencjalnego zwiększenia zakresu pracy hydrozespołów* (EN)
09:40	**A. Maurin,** W.Janicki, A.Adamkowski (IMP PAN): *System do pomiaru przecieków przez kierownice turbin wodnych*

10:00 Przerwa kawowa

Sesja VI: Mała energetyka wodna i hybrydowe układy magazynowania energii

Obrady prowadzi: **B. Kuba Puchowski** (Piła Młyn / TRMEW)

10:30	**E. Malicka** (TRMEW): *Perspektywy rozwoju małych elektrowni wodnych w świetle nowych regulacji prawnych*
10:50	**J. Marszałek** (MEWOS**):** *Analiza finansowa 20 lat pracy pewnej małej elektrowni wodnej. Studium przypadku z działalności spółki MEWOS sp. z o.o.*
11:10	**M. Piękoś** (MPEC Kraków): *Proces inwestycyjny elektrowni wodnej na sieci ciepłowniczej MPEC Kraków*
11:30	**M.Ovaskainen** (Merus Power Plc, Finlandia): *Współpraca bateryjnych systemów magazynowania energii i elektrowni wodnych na rynkach europejskich* (EN)

11:50 Przerwa kawowa

12:20 Debata II "Nowe technologie na rzecz wzmocnienia roli klasycznych elektrowni wodnych w regulacji i zapewnieniu bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego "

Debatę prowadzi: **B. Kuba Puchowski** (Piła Młyn / TRMEW)

13:30 Przerwa obiadowa

PROGRAM KONFERENCJI (dzień II) 22 października 2026

13:30 Przerwa obiadowa

Sesja VIII: Turbiny wodne i urządzenia pomocnicze

Obrady prowadzi: **Janusz Plutecki** (em. prof. Politechniki Wrocławskiej)

14:30 **Z. Krzemianowski,** J.Steller (IMP PAN)**:** *Niskospadowa modelowa turbina Francisa o wysokim wyróżniku szybkobieżności – badania laboratoryjne*

14:50 **J. Kirejczyk** (konsultant): *Przeżywalność ryb w turbinach wodnych: nowe kryterium projektowe*

15:10 A.Olszewski (Inst. Optymalizacji Technologii, Warszawa), **P. Szulc,** A.Nycz (Politechnika Wrocławska), A. Góralczyk (IMP PAN), W. Lorenz (Politechnika Wrocławska): *Wpływ geometrii dyfuzora na właściwości energetyczne turbiny hydrokinetycznej*

15:30 **M. Hajdarowicz** (TG DNALOP): *Przegląd technologii współczesnych systematów łożyskowych smarowanych wodą marki Thordon Bearings*

15:50 **P. Zariczny**, B. Ośmiałowski (TG DNALOP): *Modernizacja łożysk prowadzących turbin wodnych ze smarowania olejowego na wodne – zagadnienia projektowe*

16:10 **J. Przydatek** (PFTechnology): *Zastosowanie filtrów samoczyszczących i osadnikowych w instalacjach wody technologicznej hydroelektrowni*

16:30 Przerwa kawowa

Sesja IX: Budowle i urządzenia hydrotechniczne

Obrady prowadzą: **Zbigniew Pawlak & Kamil Jabłoński** (Energoprojekt Warszawa)

17:00 **P. Punys:** (Akademia Rolnicza UWW): *Studia hydrologiczne i hydrauliczne nad instalacją śluzy żeglugowej przy eksploatowanej dużej zaporze hydroenergetycznej na rzece nizinnej* (EN)

17:20 **A. Polniak (**AQUA Tech): *Nowoczesne systemy retencyjne dla przeciwdziałania suszy i powodzi*

17:40 **W. Kosoń** (PR Inora): *Efektywne odwadnianie osadów w kontenerach syntetycznych SoilTain® jako skuteczna metoda zwiększania retencji wodnej*

18:00 **W. Poręba** (HZBud): *Praktyczne i techniczne wyzwania w realizacji budowli hydrotechnicznych – doświadczenia*

18:20 **L. Balcarczyk,** D. Skowronek, J. Pawliński (3D Format): *‚Nowoczesne pomiary geodezyjne dla zbiorników i elektrowni wodnych*

18:40 Zamknięcie obrad konferencji. Informacje organizacyjne

19:30 Wspólna kolacja (Hotel „Warszawa”)

Użyte skróty

IMP PAN	- Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk	PWr	- Politechnika Wrocławska
MPEC	- Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej	TEW	- Towarzystwo Elektrowni Wodnych
NANU	- Narodowa Akademia Nauk Ukrainy	TRMEW	- Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych
PAN	- Polska Akademia Nauk	UWW	- Uniwersytet Witolda Wielkiego, Kowno

Podróż studyjna w dniu 23 października 2026 r

Czas	Program	Uwagi
7:30 CET	**Wyjazd sprzed hotelu Warszawa**	
10:00 /**11:00 EET**	**Przyjazd do ESP Kruonis**	Parking przed bramą elektrowni; (GPS 54.802297 N, 24.251443 E)
12:45/13:45 EET	Wyjazd do Kowna	
13:30/14:30 EET	Obiad w restauracji “Berneliu˛użeiga”, na Starym Mieście (ul. M.Valančiaus 9)	Przewidywane miejsce parkowania autokaru: ul. Jonavos 1. Miejsce parkowania samochodów osobowych: parking przy ul. Jonavos lub Parking Zamkowy (GPS 54.899801 N, 23.887125 E)
14:30 /15:30 EET	Zwiedzanie Starego Miasta	
16:30 /**17:30 EET**	**Wyjazd z Kowna**	
18:30 CET	Przyjazd do hotelu “Warszawa”	
19:30 CET	**Kolacja w hotelu “Warszawa”**	

CONFERENCE PROGRAMME (Day I) 21 October 2026

9:00 Welcome addresses and opening of the Conference, „Warszawa" Hotel, Augustów

Opening Session

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

9:00 **Janusz Steller** (IMP PAN/TEW):
Welcome address from the Organising Committee and TEW – main organiser.
Organising Committee announcements. Awarding of TEW honorary member nominations (PL).

Ewa Malicka (TRMEW):
Welcome address from TRMEW – Conference co-organiser (PL)

Piotr Masłowski (Polish Ministry of Energy)
Welcome address from Polish Ministry of Energy

Asta Sungailiene (Ignitis Gamyba, Lithuania)**:**
Welcome address from Ignitis Gamyba – Conference partner (EN; online)

Rytis Skominas (Agriculture Academy of the Vytautas Magnus University, Kowno, Litwa):
Welcome address from VMU Agriculture Academy – Scientific patron (EN)

Petras Punys (VMU Agriculture Academy / Lithuanian Hydropower Association)**:**
Welcome address from the Lithuanian Hydropower Association - Conference partner (EN)

Marcin Lackowski (Szewalski Institute of Fluid-Flow Machinery of the Polish Academy of Sciences)
Welcome address from IMP PAN – Conference co-organiser. Opening of the HF debates (PL)

09:50 **Piotr Śliwiński** (POLCOLD): Inauguration lecture:
The use of large dams for energy purposes today (PL)

10:10 **Magdalena Żmuda** (State Water Holding „Polish Waters"):
Inauguration lecture:*Renewable energy potential on the properties and infrastructure of "Polish Waters" State Water Holding – opportunities for the market and administration* (PL)

10:30 Coffee break

Session I: Pumped storage hydropower I

Session chaired by: **Janusz Łobacz** (Żarnowiec PSPP, Poland)

11:00 **M. Bernhard** (Tauron ESP**):** *Rożnów II Pumped Storage Power Plant - water, energy, safety* (PL)

11:20 **K. Jabłoński**, A.Lethel (Energoprojekt Warszawa)**:**
Optimization of technical and environmental solutions f or the Rożnów II Pumped-Storage Power Plant within the framework of the basic design project (PL).

11:40 **M. Ostraszewski,** J.Jurasz, B.Kaźmierczak (Wroclaw University of Science and Technology):
Belchatow Pumped Storage Power Plant:energy storage potential and hydrologic constraints (PL)

12:00 Coffee break

Session II: Pumped storage hydropower II

Session chaired by: **Juliusz Kirejczyk** (independent consultant)

12:20 **M. Kaniecki** (Voith Hydro / IMP PAN**):** *Current trends in upgrading reversible hydraulic units for enhancing their operational elasticity and reliability* (PL)

12:40 **G. Salcher** (Voith Hydro, Austria): *Kruonis PSPP upgrade project*

13:10 **C. Yuting,** J. Jurasz (Wroclaw Univ. of Sci. and Tech.), E. Kasiulis (VMU Academy of Agriculture)):
Can Day-Ahead Arbitrage Support Pumped-Storage Investment? Evidence from Poland and Lithuania

13:30 Lunch break

14:30 Debate I Technical and economic aspects of rising the regulatory and intervention power range in the electrical power system be means of pumped storage technology

Debate chaired by: **Rafał Zasuń,** chief editor of „Wysokie Napięcie" (*High Voltage)* portal

16:00 Coffee break

CONFERENCE PROGRAMME (Day I) 21 October 2026

16:00 Coffee break

Session IV: Electrical power equipment and digital systems in hydropower industry

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

16:30 **P. Kiciński** (Emerson): *Rehabilitation of the hydrogenerator excitation systems - from the control system replacement to the full upgrade* (PL)

16:50 **Z. Ruścicki** (Dotcom): *Key security layers - operator stations in the control room* (PL)

17:10 **A. Machalski,** P.Szulc, J.Skrzypacz, P.Janik, Z.Satława (Wroclaw University of Science & Technology): *A digital hydraulic unit twin - integration of measurement data, computational models and operational support tools* (PL)

17:30 **I. Ball (**WIP Renewable Energies, Munich**):** *Digitalising Hydropower for Europe: Lessons Learned from European Demonstration Projects*

17:50 **M. Westeren**, G.Opach (Norconsult): *Norconsult - Internationally recognized hydropower consultant with local presence in Poland* (PL)

18:10 Closing of the 1st day debates

20:00 Conference reception („Warszawa" Hotel)

CONFERENCE PROGRAMME (Day II) 22 October 2026

9:00 Welcome addresses and opening of the debates (Warszawa" Hotel)

Session V: Peformance and diagnostic tests under field conditions

Session chaired by:: **Grzegorz Żywica** (Institute of Fluid-Flow Machinery of Polish Academy of Sciences)

09:00 **W.Janicki** (IMP PAN): *Measurements in the service of hydropower I* (PL)

09:20 **H. Bjørndal** (Norconsult**)**: *Extended field measurements for condition assessment and potentially expanded operating range of hydropower unit*

09:40 **A. Maurin,** W.Janicki, A.Adamkowski (IMP PAN): *System for measuring leakage through water turbine guide vanes* (PL)

10:00 Coffee break

Session VI: Small hydropower and hybrid systems of energy storage

Session chaired by:: **B. Kuba Puchowski** (Piła Młyn / TRMEW)

10:30 **E. Malicka** (TRMEW): *Development prospects of small hydropower plants in Poland in light of new legal regulations* (PL)

10:50 **J. Marszałek** (MEWOS**)**: *Financial analysis of 20 years of operation of a small hydropower plant. A case study based on the operations of MEWOS Sp. z o.o.* (PL)

11:10 **M. Piękoś** (MPEC Kraków): *Investment process for the hydroelectric power plant on the heating network of MPEC Cracow Municipal Heating Energy Utility* (PL)

11:30 **M.Ovaskainen** (Merus Power Plc, Finland): *Ultraviolet Detection of Corona Discharge for Condition Monitoring and Fault Diagnosis of Electrical Equipment at Hydropower Plants*

11:50 Coffee break

12:20 Debate II: New technologies for enhancing the role of classic hydropower plants in electrical power system regulation and safety provision

Session chaired by:: **B. Kuba Puchowski** (Piła Młyn / TRMEW)

13:30 Lunch break

CONFERENCE PROGRAMME (Day II) 22 October 2026

13:30 Lunch break

Session VIII: Hydraulic turbines and auxiliary equipment

Session chaired by: **Janusz Plutecki** (prof. em. of Wroclaw University of Science and Technology)

14:30 **Z. Krzemianowski,** J.Steller (IMP PAN)
A low head Francis turbine of highspecific speed- design and laboratory tests (PL)

14:50 **J. Kirejczyk** (consultant): *Fish survival rate in water turbines: a new design criterion* (PL)

15:10 A. Olszewski (Institute of. Technology Optimisation, Warsaw), **P. Szulc,** A.Nycz (Wroclaw University of Scirnce & Technology), A. Góralczyk (IMP PAN), W. Lorenz (Wroclaw University of Sci. & Techn.)**:**
Diffuser geometry impact on the hydrokinetic turbine performance properties (PL)

15:30 **M. Hajdarowicz** (TG DNALOP):
Survey of contemporary water lubricated bearing systems of Thordon Bearings manufacture (PL)

15:50 **P. Zariczny**, B. Ośmiałowski (TG DNALOP):
Upgrading hydraulic turbine guide bearings from oil to water lubrication – design considerations (PL)

16:10 **J. Przydatek** (PFTechnology): *Application of self-cleaning and sedimentation filters in hydroelectric power plant process water systems* (PL)

16:30 Coffee break

Session IX: Hydraulic civil engineering structures and equipment

Session chaired by: **Zbigniew Pawlak & Kamil Jabłoński** (Energoprojekt Warszawa)

17:00 **P. Punys** (VMU Agriculture Academy): *Hydrologic and hydraulic studies for the installation of a navigation lock at a large operational hydropower dam on a lowland river*

17:20 **A. Polniak (**AQUA Tech): *Modern retention systems to combat drought and flooding* (PL)

17:40 **W. Kosoń** (PR Inora): *Efficient sludge dewatering in SoilTain® synthetic containers as an effective method for increasing water retention* (PL)

18:00 **W. Poręba** (HZBud):
Practical and technical challenges in the construction of hydraulic structures – lessons learned (PL)

18:20 **L. Balcarczyk,** D. Skowronek, J. Pawliński (3D Format)**:**
Up-to-date geodetical measurements in water reservoirs and hydropower plants (PL)

18:40 Closing of the Conference debates. Final announcements

19:30 Joint dinner („Warszawa" Hotel)

Abbreviations used

IMP PAN	- Szewalski Institute of Fluid-Flow Machinery, Pol. Ac. Sci.,	TEW	- Polish Hydropower Association
MPEC	- Municipal Heat Power Utility	TRMEW	- Polish Association for Small Hydropower Development
NASU	- National Academy of Sciences of Ukraine	VMU	- Vytatutas Magnus University, Kaunas, Lithuania
PAN	- Polish Academy of Sciences,		

The study tour time-schedule

Time	Programme	Comments
7:30 CET	**Departure from before the "Warszawa" hotel**	
10:00 /11:00 EET	**Arrival to Kruonis PSPP**	Parking in front of the power plant entrance gate; (GPS 54.802297 N, 24.251443 E)
12:45/13:45 EET	Departure to Kaunas	
13:30/14:30 EET	Lunch at the "Bernelių užeiga" restaurant, in the Old Town of Kaunas (ul. M.Valančiaus 9)	Planned bus parking place: # 1 Jonavos Street Proposed parking place for personal cars at Jonavos Street or Castle Parking Lot (GPS 54.899801 N, 23.887125 E)
14:30 /15:30 EET	Guided sight-seeing of Kaunas Old Town	
16:30 /17:30 EET	**Departure from Kaunas**	
18:30 CET	Arrival to "Warszawa" hotel	
19:30 CET	**Farewall dinner at "Warszawa" hotel**	



ENERGIA PRZYSZŁOŚCI TWORZONA DZISIAJ

Energa Wytwarzanie | GRUPA ORLEN

Sesja I

Energetyka szczytowo-pompowa I

Session I

Pumped storage hydropower projects I

1.2. Kamil Jabłoński, Agata Lethel:
Optymalizacja rozwiązań technicznych i środowiskowych dla Elektrowni Szczytowo-Pompowej Rożnów II w ramach projektu podstawowego

1.3. Mikołaj Ostraszewski, Jakub Jurasz, Bartosz Kaźmierczak:
Elektrownia szczytowo-pompowa Bełchatów: potencjał magazynowania energii i ograniczenia hydrologiczne

1.2 Optymalizacja rozwiązań technicznych i środowiskowych dla Elektrowni Szczytowo-Pompowej Rożnów II w ramach projektu podstawowego

mgr inż. Kamil Jabłoński, mgr inż. Agata Lethel

ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA
e-mail: kjablonski@epw.pl

Transformacja sektora elektroenergetycznego oraz dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii powodują wzrost zapotrzebowania na wielkoskalowe magazyny energii zapewniające stabilność i bezpieczeństwo pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Jednym z projektów odpowiadających na te wyzwania jest planowana Elektrownia Szczytowo-Pompowa Rożnów II, wykorzystująca Jezioro Rożnowskie, jako zbiornik dolny. W referacie przedstawiono wyniki prac realizowanych w ramach projektu podstawowego inwestycji.

Zakres przeprowadzonych analiz obejmował optymalizację parametrów zbiornika górnego, układu derywacji, lokalizacji elektrowni, konfiguracji hydrozespołów, sposobu wyprowadzenia mocy do sieci elektroenergetycznej oraz ocenę wpływu inwestycji na środowisko i gospodarkę wodną. W części hydrotechnicznej przeanalizowano osiem wariantów zbiornika górnego dla trzech scenariuszy czasu pracy elektrowni wynoszących 4, 5 i 6 godzin. Kryterium wyboru stanowiła minimalizacja kosztów robót ziemnych przy zachowaniu wymaganej mocy rzędu 760 MW oraz ograniczeń wynikających z lokalnej topografii i warunków geologicznych. Wyniki wykazały, że wariant o pojemności użytkowej około 7,7 mln m³ i czasie pracy 4 godziny charakteryzuje się najkorzystniejszym wskaźnikiem kosztowym, przy jednoczesnym ograniczeniu zajętości terenu oraz oddziaływania na otoczenie.

Istotnym elementem analiz była ocena układu derywacji pomiędzy zbiornikami. Porównanie derywacji powierzchniowej i podziemnej wykazało przewagę rozwiązania tunelowego zarówno pod względem bezpieczeństwa eksploatacji, niezawodności, jak i oddziaływania środowiskowego. Podziemna derywacja pozwala zachować ciągłość korytarzy ekologicznych, eliminuje ryzyko związane z osuwiskami oraz ogranicza ingerencję krajobrazową. Wskazano również możliwość realizacji tunelu metodą górniczą lub z wykorzystaniem tarczy TBM, przy czym ostateczny wybór techno-logii będzie uzależniony od wyników szczegółowych badań geologicznych.

W części technologicznej przeprowadzono analizę liczby i rodzaju hydrozespołów. Za rozwiązanie optymalne uznano układ trzech odwracalnych hydrozespołów stałoobrotowych, zapewniający korzystny kompromis pomiędzy kosztami inwestycyjnymi, dyspozycyjnością oraz elastycznością eksploatacji. Równolegle opracowano koncepcję przyłączenia elektrowni do krajowej sieci przesyłowej poprzez nowy węzeł 400 kV oraz linię wyprowadzenia mocy do stacji Tarnów.

W referacie przedstawione zostaną kluczowe kryteria optymalizacji inwestycji oraz doświadczenia z prowadzenia wielobranżowego projektu podstawowego dla jednej z największych planowanych elektrowni szczytowo-pompowych w Polsce. Uzyskane wyniki potwierdzają techniczną wykonalność projektu oraz wskazują kierunki dalszych prac pro-jektowych i środowiskowych, niezbędnych do realizacji strategicznego magazynu energii wspierającego transformację energetyczną kraju.

Autorzy

Kamil Jabłoński, mgr inż., ukończył kierunek Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej, projektant branży hydrotechnicznej. Obecnie kierownik pracowni projektowej branży hydrotechnicznej w ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA. Jednocześnie, wiceprezes Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Wodnych i Melioracyjnych oraz Prezes Fundacji Woda dla Klimatu.

Agata Lethel, mgr inż., ukończyła kierunek Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej oraz Budownictwa Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego, projektantka branży hydrotechnicznej. Doświadczenie zawodowe autorki obejmuje pracę w firmie DHV Hydroprojekt, w późniejszym etapie kariery w Wodach Polskich, obecnie biuro projektowe ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA. Jednocześnie, prezeska Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Wodnych i Melioracyjnych.

1.3 Elektrownia szczytowo-pompowa Bełchatów: potencjał magazynowania energii i ograniczenia hydrologiczne

Mikołaj Ostraszewski, Jakub Jurasz, Bartosz Kaźmierczak

Politechnika Wrocławska, Wybrzeże Stanisława Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
e-mail: mikolaj.ostraszewski@pwr.edu.pl; jakub.jurasz@pwr.edu.pl; bartosz.kazmierczak@pwr.edu.pl

Wprowadzenie i cel pracy

Trwająca transformacja energetyczna i związany z nią wzrost udziału zmiennych odnawialnych źródeł energii zwiększają zapotrzebowanie na technologie umożliwiające magazynowanie energii w skali systemowej. Jednocześnie stopniowe zakończenie eksploatacji węgla brunatnego wymaga określenia nowych kierunków zagospodarowania terenów pogórniczych. Jednym z rozważanych rozwiązań jest wykorzystanie kopalń odkrywkowych węgla brunatnego jako elektrowni szczytowo-pompowych. W tej konfiguracji za zbiornik dolny służyłoby jezioro pokopalniane utworzone w wyrobisku odkrywkowym, natomiast szczyt zwałowiska zewnętrznego stanowiłby potencjalną lokalizację zbiornika górnego. Referat stanowi prezentację najważniejszych wyników opublikowanych wcześniej przez autorów w artykule pt. *„Temporal Mismatch in the Energy Transition of Post-Lignite Regions: Hydrological and Geotechnical Constraints for Pumped Hydropower Energy Storage in Sedimentary Opencast Mines”* (pol. “*Niedopasowanie czasowe w transformacji energetycznej regionów po wydobyciu węgla brunatnego: hydrologiczne i geotechniczne uwarunkowania wykorzystania wyrobisk odkrywkowych pod budowę elektrowni szczytowo-pompowych”* [1]. W owej pracy przeprowadzono ocenę możliwości budowy ESP na terenie Kopalni Węgla Brunatnego (KWB) Bełchatów. Analizie poddano dwa warianty wykorzystujące przyszłe jeziora pokopalniane Bełchatów i Szczerców oraz sztuczne zbiorniki na dwóch zwałowiskach (rys 1). Uwagę poświęcono geometrycznemu potencjałowi magazynowania energii, sprawności cyklu pracy ESP oraz procesowi napełniania wyrobisk z wykorzystaniem wód gruntowych i pobliskiej rzeki.

Metody i założenia

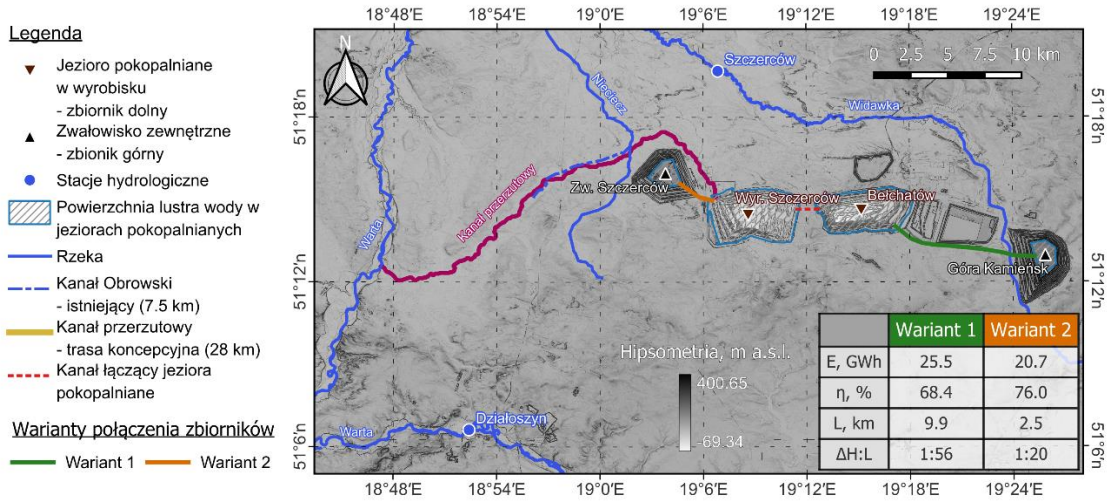
Teoretyczną pojemność energetyczną netto (E_{net}) określono, wykorzystując wzór:

$$E_{net} = \frac{\rho \cdot g \cdot V_{ZG} \cdot (\Delta H - \Delta h_{f,T}) \cdot \eta_T \cdot \eta_G}{3600 \cdot 10^9}$$

gdzie: ρ – gęstość wody ($kg \cdot m^{-3}$), g – przyspieszenie ziemskie ($m \cdot s^{-2}$), V_{ZG} – maksymalna objętość wody zmagazynowana w zbiorniku górnym ($10^6 \cdot m^3$), ΔH – spad (m), $\Delta h_{f,T}$ – liniowe straty ciśnienia w rurociągu tłocznym podczas pracy w trybie turbinowym (m), η_T – sprawność turbiny (%), η_G – sprawność generatora (%). Sprawność cyklu pracy ESP wyznaczono z uwzględnieniem strat hydraulicznych w rurociągach oraz uproszczonych sprawności turbin, pomp, generatorów i silników. Założenia wejściowe do analizy napełniania wyrobisk oparto na wynikach modelowania hydrogeologicznego przedstawionych w publikacji autorstwa Szczepińskiego [2]. Wskazują one, że napełnianie wyrobisk wyłącznie w wyniku naturalnego dopływu wód podziemnych mogłoby trwać około 70 lat. W scenariuszu przyspieszonej rekultywacji założono zatem dodatkowy dopływ wody spoza leja depresji na poziomie średnio 4 m^3/s, pozwalający teoretycznie skrócić proces do około 18 lat [2]. W pracy [1] założenia te rozszerzono o analizę rzeczywistej zmienności przepływów rzecznych, ograniczenia środowiskowe poboru wody oraz parametry infrastruktury niezbędnej do jej doprowadzenia. Jako potencjalne źródło wody przyjęto Wartę. Symulacje oparto na dobowych przepływach ze stacji pomiarowej Działoszyn z lat 1994–2023. W modelu uwzględniono konieczność utrzymania przepływu środowiskowego oraz ograniczenie maksymalnej części chwilowego przepływu rzeki, która może zostać pobrana na potrzeby napełniania wyrobisk. Przeanalizowano również zastosowanie zbiornika wyrównawczego, umożliwiającego magazynowanie wody w okresach wyższych przepływów i stabilizację jej dopływu do wyrobisk. Przebieg kanału przerzutowego wyznaczono metodą ścieżki najmniejszego kosztu (least-cost path) z wykorzystaniem algorytmu Dijkstry.

Potencjał energetyczny ESP

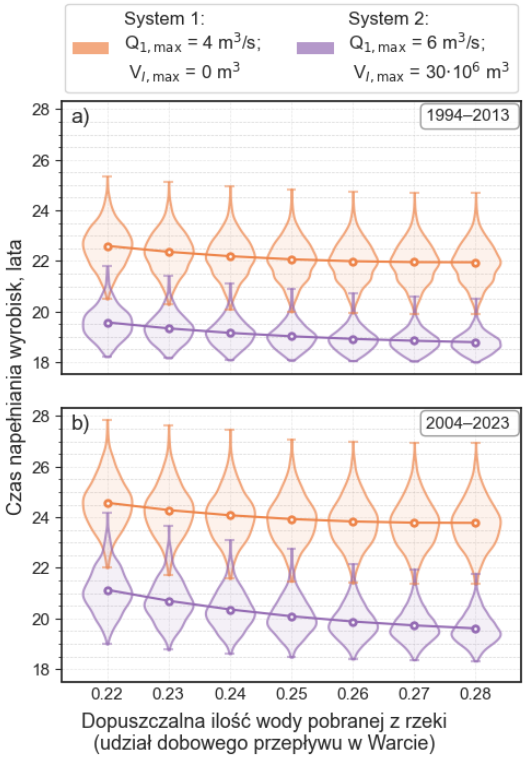
Wariant łączący wyrobisko Bełchatów ze zbiornikiem górnym na Górze Kamieńsk (Rys. 1) osiąga pojemność magazynowania energii netto około 25,5 GWh, przy sprawności pełnego cyklu około 68,4%. Dla wariantu Szczerców uzyskano około 20,7 GWh oraz wyższą sprawność cyklu, wynoszącą około 76%. Korzystniejsza sprawność wynika m.in. z mniejszej długości rurociągu derywacyjnego (2,51 km wobec 9,87 km w wariancie Bełchatów–Góra Kamieńsk), a w konsekwencji z niższych liniowych strat wysokości hydraulicznej. Znajduje to również odzwierciedlenie w stosunku wysokości spadu do długości rurociągu derywacyjnego ($\Delta H/L$), który wynosi odpowiednio około 1:20 dla wariantu Szczerców i 1:56 dla wariantu Bełchatów–Góra Kamieńsk. Analizy wskazują ponadto, że hydrauliczne połączenie obu przyszłych jezior pokopalnianych mogłoby zmniejszyć wahania lustra wody w zbiorniku dolnym podczas pracy ESP (z 4.0 do 1.9 m), co jest istotne z punktu widzenia stabilności zboczy wyrobiska i planowanych kierunków wykorzystania jezior pokopalnianych w ramach turystyki i rekreacji.



Rys. 1. Lokalizacja analizowanych wariantów ESP Bełchatów. Na mapie przedstawiono również koncepcyjny przebieg kanału przerzutowego z Warty, istniejący kanał oraz podstawowe parametry energetyczne i hydrauliczne obu wariantów. Opracowanie własne na podstawie wyników przedstawionych w [1].

Ograniczenia realizacyjne

Istotniejszym ograniczeniem okazuje się możliwość odpowiednio szybkiego przygotowania do pracy zbiorników dolnych.

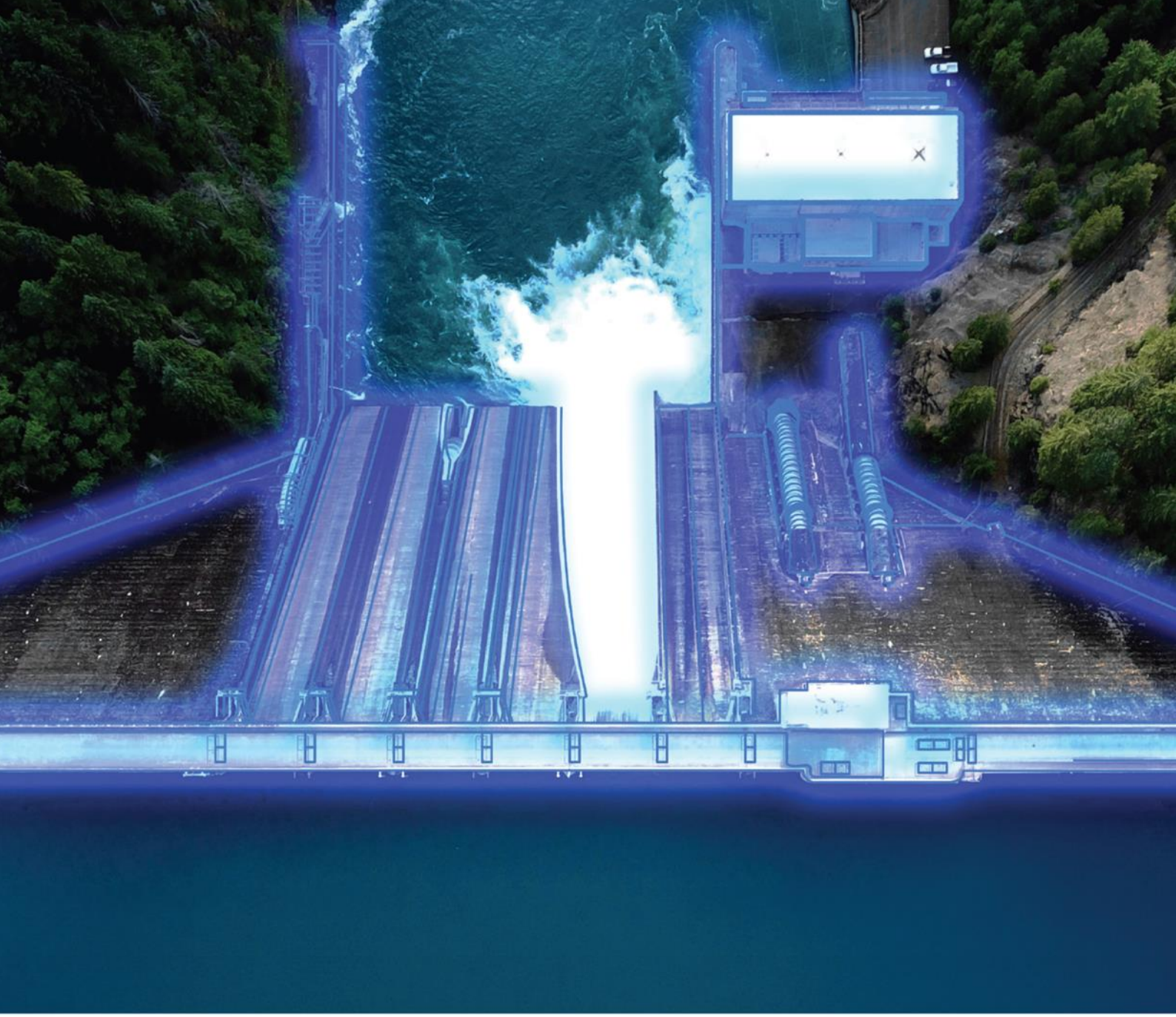


Rys. 2. Rozkład czasu napełniania wyrobisk KWB Bełchatów w funkcji dopuszczalnego poboru wody z rzeki, dla dwóch konfiguracji systemu przerzutu wody i dwóch okresów referencyjnych: a) 1994–2013 oraz b) 2004–2023. Układ (i) bez zbiornika wyrównawczego; układ (ii) ze zbiornikiem wyrównawczym. $Q_{1,max}$ oznacza maksymalną projektową przepustowość hydrauliczną systemu ujęciowego wody, natomiast $V_{1,max}$ maksymalną pojemność roboczą zbiornika wyrównawczego. Wykresy skrzypcowe przedstawiają rozkłady czasu napełniania uzyskane w symulacjach, a punkty połączone liniami oznaczają wartości średnie. Opracowanie własne na podstawie [1].

Osiągnięcie czasu napełniania zbliżonego do 18–20 lat wymagałoby budowy systemu kanałów do przerzutu wody o długości około 28 kilometrów, zdolnego okresowo pobierać z Warty do 6 m³/s, oraz zastosowania zbiornika wyrównawczego o pojemności około 25–30 mln m³. Jednocześnie pobór wody może sięgać 28% dobowego przepływu rzeki, przy zachowaniu założonego minimalnego przepływu środowiskowego. Analiza wykazała również znaczenie długookresowych zmian warunków hydrologicznych. Dla danych z lat 2004–2023 symulowany czas napełniania był dłuższy, a jego niepewność większa niż dla okresu 1994–2013 (rys. 2). Oznacza to, że dostępność wody może być jednym z głównych ograniczeń realizacji przedsięwzięcia, szczególnie wobec konkurencyjnych potrzeb wodnych w zlewni Warty. Dodatkowym ograniczeniem jest harmonogram rekultywacji wyrobisk KWB Bełchatów. Przy rozpoczęciu właściwego napełniania wyrobisk około roku 2050 [3] nawet wariant przyspieszony prowadzi do możliwości uruchomienia ESP dopiero w okolicach roku 2070. Zatem mimo dużego potencjału magazynowania energii w ESP, powstaje istotna rozbieżność czasowa między potrzebą rozwoju wielkoskalowych magazynów energii w najbliższych dekadach a terminem, w którym jeziora pokopalniane w KWB Bełchatów mogą osiągnąć stan umożliwiający ich wykorzystanie jako zbiorników dolnych ESP

Przywołania

1. **Ostraszewski M., Kaźmierczak B., Jurasz J.:** *Temporal mismatch in the energy transition of post-lignite regions: hydrological and geotechnical constraints for pumped hydropower energy storage in sedimentary opencast mines*, Applied Energy, 416, 2026, 127952, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2026.127952
2. **Szczepiński J.**: *Predictive modelling of filling with water the Bełchatów lignite mine final excavations*, 2000.
3. **Tkacz K.**: *Revitalization of coal mine Belchatow as an opportunity for the development of small towns*, Space&FORM, 2015, 23, 267–278.



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

EMERSON™

The Emerson logo is a trademark and a service mark of Emerson Electric Co. © 2025 Emerson Electric Co.

Sesja II

Energetyka szczytowo-pompowa II

Session II

Pumped storage hydropower projects II

2.1 Maciej Kaniecki, Mariusz Lewandowski:
Współczesne trendy modernizacji maszyn odwracalnych, skutkujące poprawą elastyczności i niezawodności ich pracy

2.3 Yuting Cui, Jakub Jurasz, Egidijus Kasiulis:
Can Day-Ahead Arbitrage Alone Justify Pumped-Storage Investment? Evidence from Poland and Lithuania

2.1 Współczesne trendy modernizacji maszyn odwracalnych, skutkujące poprawą elastyczności i niezawodności ich pracy

Maciej Kaniecki

VOITH HYDRO GMBH & CO KG

Instytut Maszyn Przepływowych PAN
im. R. Szewalskiego
e-mail: maciej.kaniecki@voith.com,
maciej.kaniecki@imp.gda.pl

Mariusz Lewandowski

VOITH HYDRO GMBH & CO KG
e-mail: mariusz.lewandowski@voith.com

Wprowadzenie

Współczesne systemy elektro-energetyczne muszą sprostać coraz wyższym wyganiam zarówno rynku konsumentów, jak i producentów energii elektrycznej. Znaczące nasycenie systemu tzw. odnawialnymi źródłami energii, charakteryzującymi się dużą niestabilnością pracy (elektrownie wiatrowe i solarne), wymaga zapewnienia mocy interwencyjnych oraz dużych magazynów energii elektrycznej. Pomimo rosnącej konkurencji ze strony magazynów elektrochemicznych, największym i wciąż rozwijającym się sposobem magazynowania energii elektrycznej są elektrownie szczytowo-pompowe ESP. Zalety stosowania tej technologii to przede wszystkim: bardzo długi okres użytkowania tego typu obiektów (sięgający 70-80 lat), potencjalnie bardzo duże pojemności magazynowania oraz konieczna dla systemu bezwładność mas wirujących. Równolegle z rozwojem nowych ESP, firmy energetyczne inwestują obecnie znaczne środki na utrzymanie i poprawę elastyczności pracy istniejących obiektów. Kluczowym, ze względu na rosnące wymagania współczesnego rynku energii, jest modernizacja wyposażenia ESP, w tym, co najistotniejsze, hydrozespołów. Znakomita większość zainstalowanych w istniejących ESP maszyn to hydrozespoły odwracalne – układy dwumaszynowe zaopatrzone w silnikogenerator oraz pompoturbinę. Maszyny te muszą sprostać dużym wymaganiom systemowym, wymuszającym znaczące rozszerzenie ich pierwotnego zakresu pracy. Nie bez znaczenia jest także duży wzrost interwencji na rynku energii –(zwiększona dobowa liczba startów i zatrzymań) oraz konieczność szybkiego reagowania na zmiany obciążenia systemu. Dla wysłużonych konstrukcji pompoturbin jest to niewątpliwie duże wyzwanie, z tego też względu znacząca część istniejących maszyn jest, lub w niedługiej perspektywie czasowej, będzie poddane gruntownej modernizacji. Czołowi światowi producenci tego typu maszyn kładą obecnie duży nacisk na rozwój technologii pozwalającej w sposób efektywny zwiększać elastyczność pracy modernizowanych hydrozespołów. W niniejszym artykule omówione zostaną trzy obecnie, zdaniem autorów, podstawowe tendencje projektowe, nakierowane na: głęboką modernizację układów przepływowych pompoturbin, wprowadzenie złożonych układów napowietrzania przestrzeni przepływowych oraz zastosowanie zmiennej szybkości obrotowej maszyn.

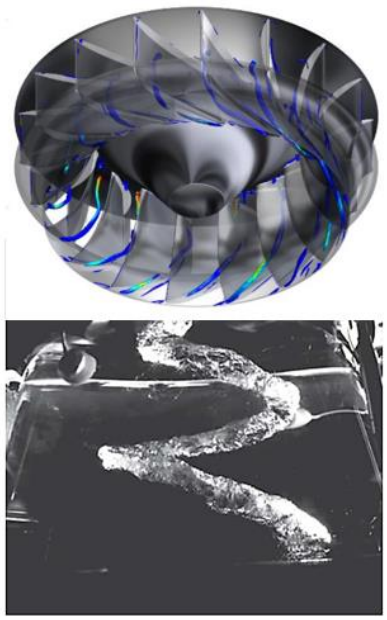
Modernizacje układów przepływowych maszyn odwracalnych

Rozważając modernizacje układów przepływowych maszyn odwracalnych, cały wysiłek inwestorów skupia się często na zadaniu związanym z wymianą wirników. Jest to podejście po części słuszne, gdyż najistotniejszym elementem, mającym zasadniczy wpływ na osiągane parametry energetyczne i elastyczność pracy maszyny, ma oczywiście wirnik pompoturbiny. Nie można jednak zapominać o pozostałych, współpracujących elementach, tj.: kierownice, kierownice wsporcze, spirala oraz rura ssąca. Te części maszyny pozostawione bez żadnych modyfikacji mogą znacząco wpłynąć na obniżenie pierwotnie zakładanych parametrów. W wielu wysłużonych konstrukcjach pompoturbin dużym ograniczeniem jest nieodpowiednio ukształtowana palisada łopat wsporczych lub niewłaściwie zaprojektowane profile łopat kierowniczych, które przyczyniają się do powstawanie bardzo niekorzystnych zjawisk przepływowych, szczególnie w pracy pompowej. Dużym problemem są też znaczące uszkodzeni kawitacyjne, nie tylko wirników i rur ssących, ale również np. łopat wsporczych, co świadczy o niewłaściwej pierwotnej geometrii tych elementów, jak również niewłaściwie dobranych parametrach pracy maszyny. Rozpatrując więc proces modernizacji układu przepływowego, należy analizować wpływ różnych elementów na ostateczny rezultat procesu modernizacji. Decyzje dotyczące zakresu wprowadzanych zmian w układzie przepływowym w wielu przypadkach będzie dotyczyła nie tylko wymiany samego wirnika, ale również łopat kierowniczych, modyfikacji lub wymiany części łopat wsporczych.

Współczesne możliwości projektowe pozwalają w sposób niezwykle precyzyjnych określić parametry pracy maszyny oraz opisać towarzyszące zjawiska przepływowe już we wstępnej fazie projektowania. Wieloetapowe kształtowanie łopat wirnikowych przy użyciu specjalistycznych programów opartych o metody Computational Fluid Dynamic (CFD) [1], służące prognozowaniu parametrów i zakresu pracy maszyn hydraulicznych, stanowi obecnie podstawowe narzędzie projektowe uznanych producentów. Rozbudowane badania modelowe maszyn, stanowią w wielu przypadkach jedynie potwierdzeniu prognozowanych parametrów, a nie jak wcześniej bywało, jedyne narzędzie weryfikacji procesu

projektowego. Przy użyciu współczesnych technik projektowych możliwe jest nie tylko podniesienie sprawności przemian energetycznych w maszynie, ale również znaczące rozszerzenie jej zakresu pracy i poprawa osiągów przy obciążeniach częściowych.

Pompoturbiny to maszyny o pojedynczej regulacji, odpowiadające konstrukcjom turbin Francisa, dodatkowo projektowane jako rozwiązanie kompromisowe pomiędzy pompą a turbiną. Te cechy charakterystyczne niosą ze sobą znaczne konsekwencje implikujące występowanie ograniczeń operacyjnych maszyny [2]. Klasyczne rozwiązania tego typu maszyn charakteryzują się pogorszeniem stanu dynamicznego pracy turbinowej w obszarach częściowych obciążeń. W wielu przypadkach stan dynamiczny pogarsza się na tyle, że w określonym zakresie niskich obciążeń, niedopuszczalna jest praca hydrozespołu. Bezpośrednią przyczyną zaistniałych problemów w tym obszarze pracy są intensywne zjawiska wirowe w układzie przepływowym wirnika, generowanie i rozwój podopływkowych wirów sznurowych, wirów podkowiastych w kanale łopatkowym, czy też związanych z nimi wirów wewnątrzkanałowych. Odrębnym problemem, pojawiającym się w klasycznych konstrukcjach pompoturbin jest kawitacja, szczególnie intensywna w pracy pompowej w pobliżu krawędzi natarcia pompy, w pracy turbinowej w obszarze wieńca łopatkowego oraz na krawędzi spływu kierownic wsporczych w trakcie rozruchu do pracy pompowej. Na Rys.1 przedstawiono zarówno doświadczalne jak i numeryczne wyniki badań opisywanych wyżej zjawisk.

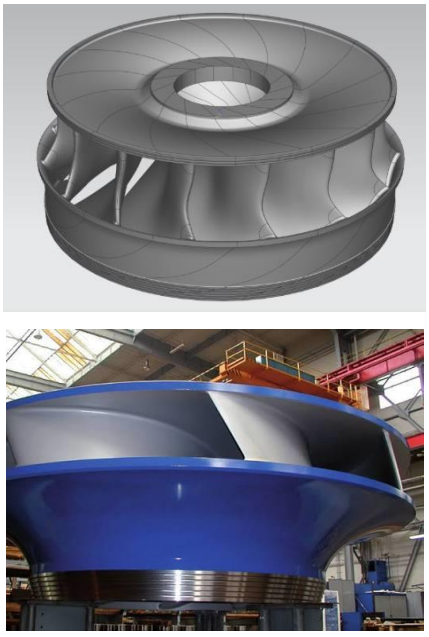


Rys.1 Badania numeryczne wirów wewnątrzkanałowych maszyny odwracalnej oraz badania modelowe stany niedociążenia maszyny z widocznym wirem sznurowym [2].

Co istotne, większość z opisywanych negatywnych odziaływań przepływowych można obecnie modelować przy użyciu wyrafinowanych narzędzi numerycznych, a w konsekwencji poszukiwać sposobów na ich eliminację lub znaczne ograniczenie.

Współczesne techniki projektowe, wspomagane zaawansowanymi narzędziami numerycznymi oraz badaniami laboratoryjnymi, pozwalają w sposób bardzo precyzyjny określić przyczyny tych zjawisk, a co najważniejsze, skutecznie je ograniczać. Główne wysiłki projektantów największych firm z branży skupiają się na wprowadzaniu rozwiązań układów przepływowych pozwalających na znaczne ograniczenie zjawisk kawitacyjnych, jak również lepszą kontrolę zjawisk niestacjonarnych (ograniczenie kształtowania wirów sznurowych, lepsza kontrola niestabilności przepływu w pracy pompowej tzw. *hump curve area*, jak również w pracy turbinowej związanej z tzw. „S" *shape curves area*). Obecnie realizowane są bardzo wyrafinowane techniki kształtowania kanałów łopatkowych wirników, poprzez modyfikacje zarysu merydionalnego, odpowiedni rozkład obciążenia profili oraz modyfikacje kształtu krawędzi natarcia oraz spływu. Ma to na celu poprawę własności energetycznych i eksploatacyjnych projektowanych maszyn. Zastosowanie projektowania łopat typu X-blade, kształtowanie przejścia łopat w wieniec i piastę, to tylko niektóre spośród tych rozwiązań.

Jak wcześniej wspominano proces projektowania odbywa się obecnie poprzez wykorzystanie zaawansowanych technik optymalizacji wykorzystujących do tego celu algorytmy genetyczne, czy też sieci neuronowe. Na Rys.2 przedstawiono kilka przykładowych wirników pompoturbin zaprojektowanych przez firmę Voith metodami numerycznymi.

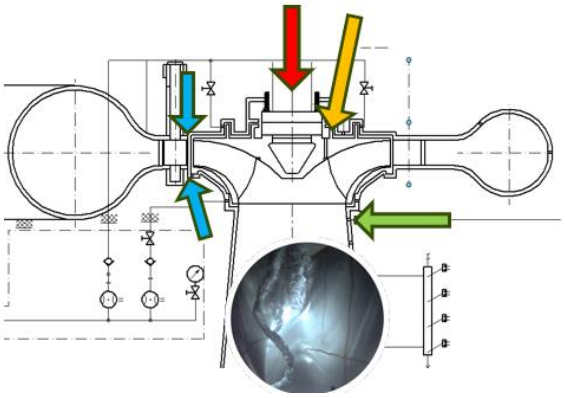


Rys.2 Przykłady wirników maszyn odwracalnych o różnych wartościach wyróżnika szybkobieżności zaprojektowanych dzięki wykorzystaniu współczesnych narzędzi projektowych

Systemy napowietrzania stabilizujące prace maszyn odwracalnych

Rozwinięte metody projektowe w połączeniu ze współczesnymi systemami stabilizacji przepływów (iniekcje odpowiedniej ilości powietrza do układu przepływowego) pozwalają na złagodzenie negatywnych odziaływań zjawisk przepływowych na prace hydrozespołu. Już

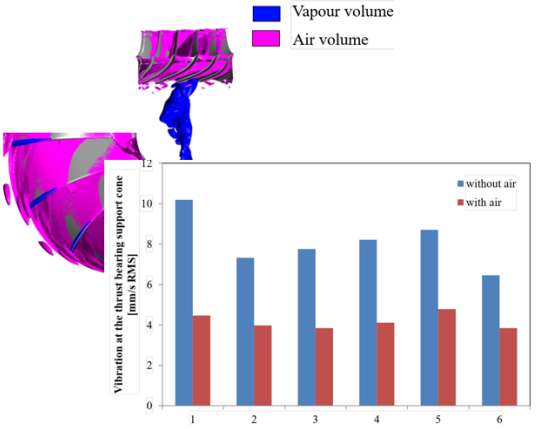
nieznaczne dawki powietrza stanowiące (~1.5-2)% wartości przepływu maksymalnego umożliwiają bezpieczną eksploatację maszyn w obszarach, w których stan dynamiczny jest znacząco pogorszony [1]. Ograniczona ilość powietrza, wprowadzana we właściwych miejscach w kanałach przepływowych, podnosi lokalnie ciśnienie, stanowi „ poduszkę” tłumiącą pulsacje ciśnienia oraz rozbija struktury wirowe. Kluczowym, z punktu widzenia skuteczności działania instalacji napowietrzającej, jest sposób jej wykonania oraz wybór miejsc doprowadzenia powietrza. W efekcie prowadzenia wieloletnich badań i realizacji obiektowych wypracowano trzy podstawowe schematy iniekcji powietrza do układu przepływowego maszyn odwracalnych, tj: w obszar międzyłopatkowy, w przestrzeń pod wirnikiem poprzez drążony wał oraz otwory wokół wlotowej części do rury ssącej. Pewną modyfikacją tej ostatniej metody jest wprowadzanie powietrza poprzez dolny labirynt. Na Rys.3 przedstawiono koncepcje wyżej omawianych sposobów stabilizacji pracy maszyny.



Rys.3 Wprowadzanie powietrza stabilizującego w maszynie odwracalnej (niebieski – do przestrzeni międzyłopatkowej, czerwony – pod wirnik poprzez drążony wał, zielony – pod wirnik poprzez otwory obwodowe w rurze ssącej, żółty- poprzez otwory odciążające w wirniku – rzadko spotykane w maszynach odwracalnych).

Działanie poszczególnych układów napowietrzania jest skuteczne dla określonego zakresu pracy maszyn. W przypadku powstawania intensywnych struktur wirowych pod wirnikiem, w stanach częściowego niedociążenia maszyny, najskuteczniejszym sposobem jest doprowadzenie powietrza stabilizującego przez drążony wał, lub/i otwory w górnym odcinku stożka rury ssącej. W przypadku stanów pracy w tzw. głębokim niedociążeniu, gdzie pojawiają się już silne struktury wirowe i obszary oderwań na krawędziach wlotowych łopat turbiny, niezwykle efektywne jest doprowadzania powietrza w obszar międzyłopatkowy. Skuteczną ochronę konstrukcji turbiny zapewnia więc kombinacja opisywanych metod.

W ostatnich latach firma Voith wprowadziła na rynek rozwiązanie Francis^{+}, dedykowane również dla maszyn odwracalnych, które stanowi kompilację różnych technik napowietrzania, połączonych ze współczesnymi metodami projektowania układów przepływowych. To rozwiązanie pozwala na znaczące poszerzenie zakresu pracy pompoturbin w reżimie turbinowym. W wielu przypadkach uzyskuje się możliwość pełnej regulacji mocy, od wartości bliskich zero do mocy maksymalnych, bez żadnych dodatkowych ograniczeń. Rozwiązanie to było wynikiem długoletniej współpracy firmy Voith z czołowymi ośrodkami naukowymi w Europie, między innymi z Uniwersytetem Technicznym w Wiedniu. Na Rys.4 przedstawiono wyniki symulacji numerycznych przepływu mieszaniny wodno-powietrznej oraz wyniki badań stanu dynamicznego hydrozespołu, dla których zastosowano instalacje wtrysku powietrza stabilizującego.



Rys.4 Wyniki symulacji numerycznych przepływu z iniekcją powietrza w obszar międzyłopatkowy oraz pomiary wibracji wewnętrznej pokrywy maszyny przy zastosowaniu wytrysku powietrza (czerwony) i bez napowietrzania (niebieski).

Zastosowanie silnikogeneratorów ze zmienną szybkością obrotową

Technologia zmienoobrotowych synchronicznych silniko-generatorów osiągnęła obecnie bardzo wysoki poziom aplikacyjny. Można wyróżnić dwa podstawowe typy tych urządzeń Double Fed Induction Generators DFI i Full Size Frequency Converters Generators FSFC [3]. Obie technologie mają swoje wady i zalety, niemniej każda z nich prowadzi do znacznego uelastycznienia pracy maszyn odwracalnych, ze szczególnym uwzględnieniem regulacji parametrów pracy w trybie pompowym.

Technologia DFI była zastosowana przez firmę Toshiba w wybranych elektrowniach wodnych w skali prototypowej już w latach 90-tych ubiegłego wieku. Obecnie oba rozwiązania stały się już powszechnie dostępnymi technologiami, chociaż niestety wciąż relatywnie drogimi w zastosowaniu. Generatory DFI charakteryzują się niewielką zmiennością szybkości obrotowej, sięgająca ±10% nominalnym obrotów. To jednak jest już wystarczające do płynnej regulacji mocy maszyny w trybie pompowym (gdyż moc rośnie w trzeciej potędze szybkości obrotowej). Zasada działania tego typu generatorów polega na wprowadzaniu zmienności częstotliwości prądu wzbudzenia wirnika, czego konsekwencją jest regulacja częstotliwości wirowania pola elektromagnetycznego i zmiana obrotów wirnika pompoturbiny. Zaletą tego rozwiązania jest niewielki koszt instalacji inwertera częstotliwości i brak konieczności dysponowania znaczną przestrzenią w elektrowni niezbędną na montaż urządzeń towarzyszących. Wadą, jak wcześniej

wspomniano, to ograniczony zakres regulacji pracy pompowej i turbinowej, oraz konieczność dostawy nowego silnik-generatora. Ze względu na znaczne różnice w konstrukcji wirników tego typu maszyn, trudno jest przystosować istniejącą konstrukcję do nowego trybu pracy.

Generatory FSFC charakteryzuje bardzo szeroki zakres zmienności szybkości obrotowej, w wielu przypadkach umożliwiający prace hydrozespołów już od mocy około-zerowej. Stojan tego typu generatorów jest bezpośrednio sprzęgnięty z inwerterem częstotliwości, który umożliwia płynnie regulować częstotliwość prądu stojana w szerokim zakresie, zarówno w pracy turbinowej jak i pompowej. Należy jednak pamiętać, że dla tego typu układów, cała moc generowana lub pobierana przez hydrozespół, przechodzi przez przekształtnik częstotliwości, co wymaga zastosowania bardzo rozbudowanego układu przemiennikowego i zajmuje bardzo duży obszar powierzchni elektrowni. Niewątpliwą zaletą tego rozwiązania jest możliwość zastosowania go dla istniejących generatorów, nie jest to jednak możliwe do aplikacji dla dowolnej konstrukcji generatora synchronicznego i często wymaga indywidualnego podejścia.

Z punktu widzenia zastosowania generatorów zmienoobrotowych do maszyn odwracalnych, niewątpliwą zaletą ich wprowadzenia jest rozszerzenie regulacji pracy maszyny, szczególnie w trybie pompowym. Częstą wartością dodaną jest obniżenie ryzyka kawitacji w trybie pompowym. Zarówno dla hydrozespołów wyposażonych w generatory FSFC jak i DFI możliwe jest optymalne dopasowanie punktu pracy w trybie turbinowym. Dla tego typu maszyn optymalny punkt sprawności w pracy turbinowej występuje dla wyższej szybkości obrotowej w stosunku do pracy pompowej. W maszynach stało-obrotowych optymalna szybkość obrotowa była zawsze dobierana dla zapewnienia najwyższej sprawności przemian energetycznych w trybie pompowym. Przy zastosowaniu zmiennej szybkości obrotowej optymalna szybkość może być indywidualnie dopasowana, zarówno do pracy pompowej, jak i turbinowej.

Kolejną zaletą zastosowania technologii zmienoobrotowej w maszynach odwracalnych jest możliwość sterowania szybkością obrotową w zależność od spadu, co oznacza, że dla zmieniającego się spadu maszyna będzie zmieniała obroty, tak aby cały czas utrzymywać optymalny poziom sprawności. Dodatkowo, jak wcześniej wspomniano, generatory FSFC mają możliwość pracy w sieci od bardzo niewielkich wartości mocy, co pozwala na ich wczesną synchronizację z siecią, zanim obroty maszyny osiągną poziom niebezpieczny ze względu na pojawienie się niestabilności przepływu podczas rozruch związanej z tzw. „S – shape curve". Koszt zastosowania generatorów typu FSFC jest jednak wciąż wysoki, szczególnie dla nowych jednostek, których moc przekracza 100MW. W takich przypadkach zdecydowanie bardziej opłacalne staje się więc wykorzystanie technologii DFI. W odniesieniu jednak do modernizacji istniejących maszyn, nie jest to jednak już tak oczywiste, z uwagi na konieczność wymiany całego generatora i dostarczenie nowego, zrealizowanego w technologii DFI.

Reasumując, maszyny odwracalne zaopatrzone w układ zmiennoprędkościowy, znacząco poprawiają swoją elastyczność pracy, pozwalają w sposób znacznie bardziej efektywny sprostać nowym wyznaniom systemu elektroenergetycznego. Są to jednak rozwiązania znacząco podnoszące cenę hydrozespołu i wymagające dodatkowych przestrzeni dla instalacji niezbędnych, dedykowanych urządzeń przekształtnikowych.

Uwagi końcowe

Zaprezentowane różne techniki poprawy elastyczności i niezawodności pracy maszyn odwracalnych pozwalają w sposób niezwykle efektywny przygotować hydrozespoły do nowych, wymagających zadań regulacji systemu elektroenergetycznego. Wszystkie z opisywanych kierunków modernizacyjnych pozwalają osiągnąć mierzalne korzyści finansowe i eksploatacyjne. Opisywane trendy są obecnie dominujące w zakresie modernizacji istniejących maszyn odwracalnych na świecie.

Przywołania

1. **Dörfler P., Stick M., Coutu A.:** *Flow-Induced Pulsation and Vibration in Hydroelectric Machinery***,** Springer, 2013.
2. **Foroutan H.:** *Simulation, Analysis, and Mitigation of Vortex Rope Formation in the Draft Tube of Hydraulic Turbines***.** Dissertation in Mechanical Engineering, the Pennsylvania State University, the Graduate School College of Engineering, 2015.
3. **Presas A., Valero C., Valentín D., Egusquiza M., Pinto P.D., Gonçalves de Carvalho A., Coronati A., Egusquiza E.:** *Water saving options in hydropower by means of variable speed operation: A prototype study in a mid-head Francis turbine*, Energy Conversion and Management 291 (2023) 117296.

Autorzy

Maciej Kaniecki, dr inż. w roku 1998 uzyskał stopień magistra na wydziale Budowy Maszyn Politechniki Gdańskiej**.** W roku 2005 obronił prace doktorską z zakresu modelowania przepływów Instytucie Maszyn Przepływowych PAN. W latach 1998-2013 zatrudniony w IMPPAN. W latach 2013-2020 zatrudniony w ZRE Gdańsk. W latach 2021-2026 pracownik Thordon Bearings. W maju 2026 roku dołączył do firmy Voith, gdzie pracuje na stanowisku inżyniera ds. stosowalności produktów i oceny technicznej. Zakres jego kompetencji obejmuje projektowanie i badania turbin wodnych i pomp.

Mariusz Lewandowski, dr inż. uzyskał stopień magistra na Wydziale Inżynierii Środowiska na Politechnice Gdańskiej w 2000 roku. W 2009 roku uzyskał stopień doktora w Instytucie Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk za badania nad niestabilnym przepływem cieczy w przewodach zamkniętych. W trakcie swojej kariery zawodowej brał udział w licznych projektach związanych z szeroko pojętą energetyką wodną, koncentrując się głównie na diagnostyce maszynowej, ocenach stanu technicznego oraz analizie niestacjonarnych przepływowych. W 2024 roku dołączył do firmy Voith, gdzie obecnie pracuje jako inżynier ds. stosowalności produktów i oceny technicznej.

2.3 Can Day-Ahead Arbitrage Alone Justify Pumped-Storage Investment? Evidence from Poland and Lithuania

Yuting Cui, Jakub Jurasz

Politechnika Wrocławska
Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław, Poland
e-mail: yuting.cui@pwr.edu.pl, jakub.jurasz@pwr.edu.pl.

Egidijus Kasiulis

Vytautas Magnus University
K. Donelaičio g. 58, LT-44248 Kaunas, Lithuania
e-mail: egidijus.kasiulis@vdu.lt

Introduction

The expansion of wind and solar generation is reshaping electricity price patterns and trends as well as flexibility needs across Europe. Periods of abundant renewable output can decrease prices, while low renewable output can tighten supply and push prices higher. Pumped hydro storage (PHS) can shift large amounts of electricity between these periods and support power-system operation. Many European PHS plants were developed to complement nuclear and thermal generation through off-peak pumping and peak-time generation [1]. As wind and solar change the timing of low and high prices, these long-lived assets face different operating opportunities and investment conditions.

PHS projects require substantial upfront investment, with costs recovered over several decades of operation. Investors must therefore assess whether market revenues can cover operating costs and provide an adequate return on capital. Day-ahead arbitrage is an established source of income through electricity purchases for pumping and subsequent sales during generation. Its contribution to investment recovery depends on the price differences available to a plant and the amount of electricity it can transfer between periods. Understanding how recent market developments affect this income stream is therefore important for assessing PHS investment prospects.

Over the past five years, the electricity-price environment in both Poland and Lithuania has changed markedly, as shown in Fig. 1. One of the clearest signs is the growing occurrence of negative prices, which reached 311 h in Poland and 180 h in Lithuania in 2025. Annual mean prices fell after the 2022 peak and remained below that level through 2025. Over 2023–

2025, however, mean daily price spreads widened in both markets despite the absence of a sustained rise in average prices. Lithuania consistently had lower average prices but wider daily spreads than Poland during these three years. These developments suggest greater potential for PHS arbitrage and raise the question of whether the available opportunities can generate sufficient income to justify investment.

Consequently, this study examines whether day-ahead arbitrage can justify PHS investment in Poland and Lithuania, and how storage duration, round-trip efficiency and discount rate affect this assessment. A mixed integer linear programming (MILP) dispatch model is applied to hourly prices for 2023–2025, varying storage duration and efficiency while holding pumping and generating power constant. Mean annual arbitrage revenues are then translated into justified capital costs at different discount rates. The results provide a basis for discussing ways to improve PHS investment viability.

Data and methods

Price data and dispatch optimisation

Day-ahead electricity prices for Poland and Lithuania were obtained from ENTSO-E. The 2021–2025 series provide the market background in Fig. 1. Dispatch analysis focuses on 2023–2025 to exclude the exceptional price peak in 2022.

A mixed-integer linear programming model represents a reference PHS plant with pumping and generating ca-

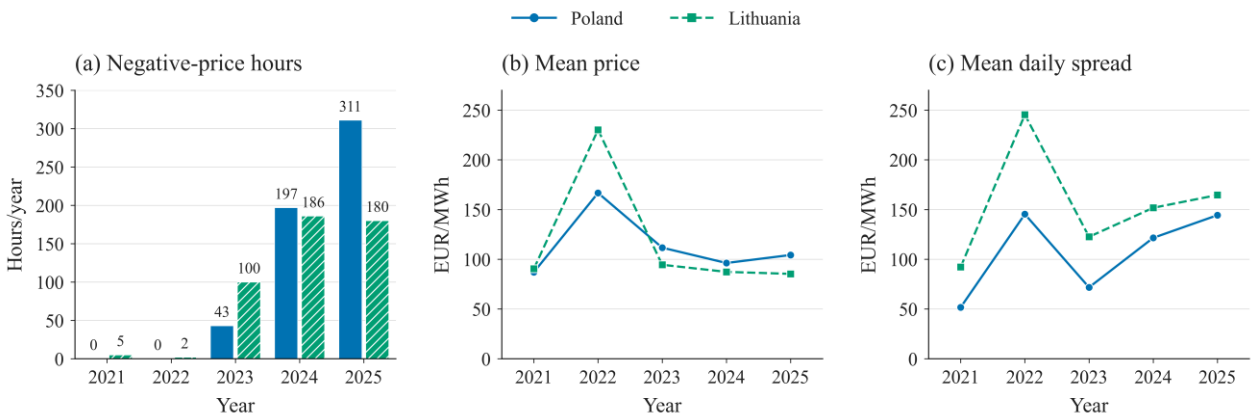


Fig.1 Day-ahead electricity price indicators in Poland and Lithuania, 2021–2025

Converted at 1 EUR = 7.69 CNY (18 September 2026)

pacities of 1000 kW each. Each year is optimised separately, assuming perfect price foresight and no influence of plant operation on market prices. The objective is to maximise annual arbitrage revenue:

$$M_y = \max \sum_{t=1}^{T_y-1} (P_t^{gen} - P_t^{pump}) \Delta t \qquad (1)$$

where: π_t is the electricity price in EUR/kWh, P_t^{gen} and P_t^{pump} are grid-side powers in kW, and $\Delta t = 1$h. The revenue represents electricity sales revenue minus pumping electricity expenditure.

Stored energy evolves according to:

$$E_{t+1} = E_t + \eta P_t^{pump} \Delta t - P_t^{gen} \Delta t \qquad (2)$$

where: E_t denotes the electricity available for subsequent delivery to the grid and $\eta$is round-trip efficiency. Storage capacity is $E_{\max} = HP_{\max}^{\mathrm{gen}}$, H is storage duration. Stored energy remains between zero and $E_{\max}$, with initial and final levels fixed at 0.5 $E_{\max}$. Pumping and generation vary continuously within rated limits, while a binary variable prevents simultaneous operation.

Storage duration is varied at 75% efficiency, and efficiency is varied at a 6 h duration, giving five configurations per market (Table 1). The MILPs are solved using HiGHS. Annual revenues are calculated in EUR/kW for each year and then averaged over 2023–2025. Pumping- and generation-weighted prices are calculated from total expenditure, sales revenue and corresponding electricity volumes across the three years.

Table 1. Baseline parameters and sensitivity ranges.

Parameter	Baseline	Sensitivity
Pumping / generating power	1000 / 1000 kW	Fixed
Storage duration, H	6 h	4, 6, 8 h
Round-trip efficiency, η	75%	70%, 75%, 80%
Discount rate, r	7%	5%, 7%, 9%
Economic evaluation period, n	40 years [2]	Fixed
Annual fixed O&M, f	2.2% CAPEX [2]	Fixed
Reference new-build CAPEX	2,500 €/kW [2]	Fixed

Investment assessment

The three-year mean arbitrage margin m is treated as a constant annual contribution over the evaluation period. Fixed O&M is calculated as a fraction $f$of investment cost. The maximum capital cost justified $C_{\max}$ is:

$$C_{\max} = \frac{m}{CRF(r,n) + f} \qquad (3)$$

$$CRF(r,n) = \frac{r}{1-(1+r)^{-n}} \qquad (4)$$

where: $C_{\max}$ is expressed in EUR/kW and m in EUR/kW/year. At this investment level, annual arbitrage revenues cover capital recovery and fixed O&M.

Results

Arbitrage revenues and technical sensitivities

Fig. 2 shows that increasing storage duration and round-trip efficiency raises mean annual arbitrage revenues within the tested ranges. Lithuania achieves higher revenues than Poland in every configuration. For the baseline configuration of 6 h and 75% efficiency, the mean revenue is 112.6 EUR/kW/year in Poland and 184.2 EUR/kW/year in Lithuania, a difference of 63.5%. All results represent averages of the separate annual optimisations for 2023–2025. Even the highest Polish revenue remains below the lowest Lithuanian revenue among the tested configurations.

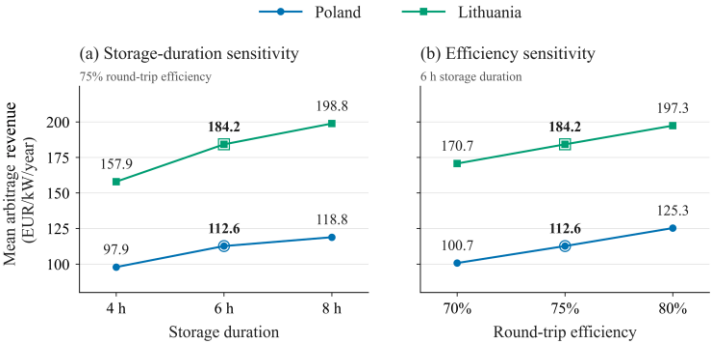


Fig.2 Sensitivity of arbitrage revenues to storage duration and round-trip efficiency.

The duration sensitivity in Fig. 2(a) shows diminishing gains as storage duration increases. At 75% efficiency, extending duration from 4 to 6 h adds 14.7 EUR/kW/year in Poland and 26.3 EUR/kW/year in Lithuania. The next two-hour increase, from 6 to 8 h, adds only 6.2 and 14.6 EUR/kW/year, respectively. Across the full range, doubling duration from 4 to 8 h increases revenues by 21.5% in Poland and 25.9% in Lithuania. Pumping and generating power remain fixed, so the additional duration represents an increase in energy capacity. The resulting revenue gains can therefore be compared with the investment required for that additional capacity. At a 7% discount rate, the gains from 6 to 8 h support approximately 64 EUR/kW of additional investment in Poland and 151 EUR/kW in Lithuania. These values place a limit on the extra investment that the longer duration can recover through arbitrage under the financial assumptions. The higher total revenue alone does not establish which duration offers the best investment return.

The efficiency sensitivity in Fig. 2(b) also shows higher revenues in both markets as efficiency increases. At a fixed 6 h duration, raising round-trip efficiency from 70% to 80% increases the Polish revenue from 100.7 to 125.3 EUR/kW/year. The Lithuanian revenue increases from 170.7 to 197.3 EUR/kW/year. The absolute gains are 24.6 and 26.6 EUR/kW/year, corresponding to relative increases of 24.4% and 15.6%, respectively. The two markets therefore show similar absolute gains over this efficiency range, while Poland has the larger proportional improvement.

Justified investment costs

Fig. 3 presents the capital costs justified by arbitrage for the baseline configuration at discount rates of 5%, 7% and 9%. The 40-year evaluation period and annual fixed O&M of 2.2% of CAPEX are unchanged. Justified CAPEX decreases as the discount rate rises, with Lithuania remaining above Poland at every rate. Since the operating revenues are held constant in this comparison, the decline reflects the higher annual capital recovery requirement at a higher discount rate.

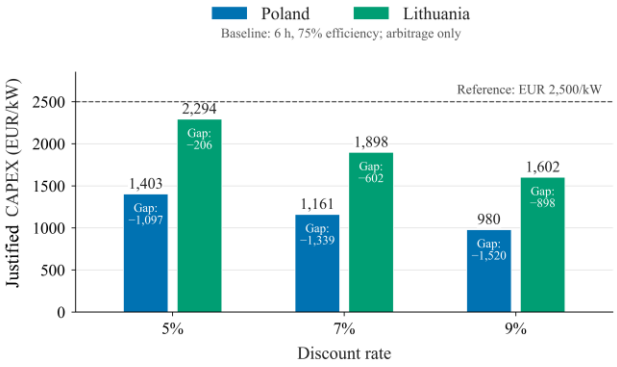


Fig.3 Justified CAPEX from day-ahead arbitrage at different discount rates.

At the baseline discount rate of 7%, arbitrage justifies an investment of approximately 1,161 EUR/kW in Poland and 1,898 EUR/kW in Lithuania. These amounts correspond to about 46% and 76% of the 2,500 EUR/kW reference EU new-build cost [2]. The differences from that reference are approximately 1,339 and 602 EUR/kW, respectively. Lithuania thus has a smaller investment shortfall, although neither market reaches the reference cost under the central financial assumptions.

Reducing the discount rate to 5% increases justified CAPEX to approximately 1,403 EUR/kW in Poland and 2,294 EUR/kW in Lithuania. This reduction in the discount rate raises justified CAPEX by about 20.8% in each market while leaving the assumed operating revenues unchanged. The Lithuanian result approaches the reference cost, with a remaining difference of about 206 EUR/kW, compared with 1,097 EUR/kW in Poland. At 9%, justified investment falls to approximately 980 and 1,602 EUR/kW, respectively. Lower return requirements therefore improve investment justification in both markets, but none of the tested discount rates allows baseline arbitrage revenues to recover the reference new-build investment. Overall, the observed price conditions are more favorable for PHS in Lithuania than in Poland, bringing new-build projects closer to break-even under the same cost and financing assumptions.

Discussion

Under the reference investment assumptions, new-build PHS in Poland and Lithuania cannot break even through day-ahead arbitrage alone. Similar cost-recovery difficulties appear in other European studies. Using 2025 day-ahead prices for Central-Northern Italy, Onori et al. [3] estimated an annual arbitrage profit of EUR 4.18 million against an investment of EUR 135.4 million. This represents an annual profit-to-investment ratio of only 3.09% and a simple payback period of approximately 32 years, without a separate O&M deduction in the payback calculation. Otto et al. [4] assessed PHS in a former Greek open-pit lignite mine using market data for 2015–2024. Even at a relatively low CAPEX of approximately EUR 1,100/kW, the project was unprofitable under the ten-year average spread. Applying the higher average spread of around EUR 0.055/kWh for 2021–2024 produced an NPV of EUR 112.3 million over 30 years. Battery storage faces similar difficulties. Le Coroller and Castro [5] found negative NPVs for all tested durations from 2 to 8 h in Portugal, including optimistic cost-reduction scenarios. They also cited experience from other European markets suggesting that ancillary services could add 30–60% to revenues beyond arbitrage. For Poland's Młoty project, Kulpa et al. [6] found that combining electricity-market income with capacity payments could support a positive investment outcome. Their analysis used a capacity payment reference of EUR 90.3/kW/year and reported an expected baseline NPV of EUR 884.4 million, highlighting the importance of capacity income.

Chazarra et al. [7] jointly modelled PHS participation in day-ahead arbitrage and secondary regulation, cautiously concluding that economic viability could not be ruled out. Their theoretical revenues were substantially higher than those of three operating Iberian PHS plants, even though the actual plants participated in more markets and services. Additional services can therefore expand income, but theoretical revenues may remain well above realised earnings. The expansion of storage can further narrow spreads and reduce arbitrage value, as discussed by Psarros et al [8]. A "missing-money" problem arises when market pricing or institutional arrangements prevent economically efficient capacity needed by the system from recovering its costs. PHS investment therefore depends on how much net income the available revenue streams can provide and how long those earnings can be sustained [9].

China provides an example of how cost recovery and market incentives can be combined. Its pricing framework combines capacity remuneration with earnings from energy and ancillary-service markets. In Shandong, eligible PHS projects starting construction during 2025–2027 receive benchmark capacity tariffs of EUR 59.6/kW/year for five-hour plants and EUR 63.3/kW/year for six-hour plants, including tax [10]. Relative to the EUR 714.3/kW investment costs [11,12], annual capacity income of around EUR 59.6–63.3/kW provides a substantial contribution to long-term cost recovery. Market earnings are shared progressively: plants retain all annual earnings up to EUR 13.0/kW, 55% of the portion between EUR 13.0 and 39.0/kW, and 10% of the portion above EUR 39.0/kW [10]. Capacity payments are included in system operating charges paid by electricity consumers. Market earnings not retained by the plant are used to offset these charges, reducing the amount consumers pay. Capacity remuneration thus makes part of investment recovery less dependent on market price fluctuations, while earnings sharing reduces the net cost passed on to consumers as market earnings increase.

Converted at 1 EUR = 7.69 CNY (18 September 2026)

Three factors can improve project economics in Poland and Lithuania: predictable capacity or service income, lower pumping-related charges, and lower investment and financing costs. At the reference CAPEX and a 7% discount rate, the two markets require approximately EUR 130 and 58/kW/year of additional net income, respectively. These values indicate the scale of income that complementary capacity or service contracts would need to provide. Long-term contracted revenues also offer a clearer basis for debt repayment and investment recovery. Pumping-related network fees and double charging increase operating costs; Steffen [13] identified network charges as an important factor in PHS profitability and discussed the effect of exemptions. Financing conditions also have a substantial effect. Fig. 3 shows that reducing the discount rate from 7% to 5% increases justified CAPEX from approximately EUR 1,161 to 1,403/kW in Poland and from EUR 1,898 to 2,294/kW in Lithuania, an increase of about 21% in both markets. Lower financing costs can therefore narrow the gap considerably, but this change alone remains insufficient to reach the reference new-build cost.

Conclusion

Day-ahead arbitrage alone cannot recover the reference new-build PHS cost in Poland or Lithuania under the assessed conditions. For the 6 h, 75% efficiency baseline, mean annual revenues for 2023–2025 reach 112.6 EUR/kW/year in Poland and 184.2 EUR/kW/year in Lithuania. Increasing storage duration and efficiency improves revenues in both markets, with diminishing gains from additional duration at fixed power. These gains need to be compared with the investment required for additional storage capacity.

At a 7% discount rate, baseline revenues support CAPEX of 1,161 EUR/kW in Poland and 1,898 EUR/kW in Lithuania, below the 2,500 EUR/kW reference. Lowering the discount rate to 5% increases justified investment by about 21%, without closing either gap. Lithuania remains closer to new-build break-even.

The discussion identifies predictable capacity or service income, pumping charges, and investment and financing costs as key determinants of viability. Capacity remuneration combined with market-income sharing can provide more stable cost recovery while using part of market earnings to reduce consumer charges. Long-term viability depends on matching sustainable net income with the costs of building, operating and financing PHS.

References

1. Barbour E., Wilson I.A.G., Radcliffe J., Ding Y., Li Y.: *A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets*, Renew Sustain Energy Rev, 2016, Vol. 61, pp. 421–432, https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019.
2. Quaranta E., Georgakaki A., Letout S., Mountraki A., Ince E., Gea Bermudez J., et al.: *Hydropower and pumped storage hydropower in the European Union*, Publications Office of the European Union, 2025.
3. Onori F., Rossi M., Pelagalli L., Comodi G.: *Techno-economic optimal sizing of pumped hydro storage for energy price arbitrage: insights from the Italian market*, 2026 22nd International Conference on the European Energy Market (EEM), 2026, pp. 1–6, https://doi.org/10.1109/EEM68581.2026.11589831.
4. Otto C., Louloudis G., Roumpos C., Mertiri E., Ernst P., Kempka T.: *Economic feasibility of Pumped Hydropower Storage in a European open-pit lignite mine*, Energy Convers Manage, 2026, Vol. 347, Art. 120491, https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.120491.
5. Le Coroller J., Castro R.: *Can Battery Storage Arbitrage Pay Off? Evidence from the Portuguese Day-Ahead Electricity Market*, Energies, 2026, Vol. 19, Art. 3893, https://doi.org/10.3390/en19163893.
6. Kulpa J., Kopacz M., Stecuła K., Olczak P.: *Pumped storage hydropower as a part of energy storage systems in Poland—Młoty case study*, Energies, 2024, Vol. 17, Art. 1830, https://doi.org/10.3390/en17081830.
7. Chazarra M., Pérez-Díaz J.I., García-González J., Praus R.: *Economic viability of pumped-storage power plants participating in the secondary regulation service*, Appl Energy, 2018, Vol. 216, pp. 224–233, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.025.
8. Psarros G.N., Dratsas P.A., Chinaris P.P., Papathanassiou S.A.: *Assessing the implications of RES technology mix on curtailments, storage requirements and system economics*, Appl Energy, 2025, Vol. 381, Art. 125159, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.125159.
9. OECD: *Diagnostic Toolkit for Reducing Regulatory Barriers to Solar, Wind and Pumped Hydro Storage in the European Union: Empowering Policymakers at National, Regional, and Local Levels*, OECD Publishing, Paris, 2025, https://doi.org/10.1787/15f4aed4-en.
10. *Shandong pumped storage power station benchmark capacity electricity price*: http://fgw.shandong.gov.cn/col/col91687/index.html?pageNum=70.
11. Zhao J., Fu X., Tang X., Huang X., Kan G., Liu X.: *Comprehensive Economic Assessment of Large-Scale Energy Storage Systems: Lifecycle LCOE and Net LCOS Analysis*, Energies, 2026, Vol. 19, Art. 3818, https://doi.org/10.3390/en19163818.
12. Kong Y., Kong Z., Liu Z., Wei C., Zhang J., An G.: *Pumped storage power stations in China: the past, the present, and the future*, Renew Sustain Energy Rev, 2017, Vol. 71, pp. 720–731, https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.100.
13. Steffen B.: *Prospects for pumped-hydro storage in Germany*, Energy Policy, 2012, Vol. 45, pp. 421–429, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.052.

Authors

Yuting Cui, PhD candidate at Wrocław University of Science and Technology. Main research interests: capacity configuration of hydropower-based hybrid energy systems and techno-economic evaluation.

Jakub Jurasz, DSc, PhD, awarded his PhD in 2016 from AGH University in Industrial Engineering. Currently affiliated with Wrocław University of Science and Technology. Specializes in variable renewable energy sources modelling and integration with the power system.

Egidijus Kasiulis, PhD, graduated in 2015 in Environmetal Engineering from Aleksandras Stulginskis University in Lithuania. Main research interests – conventional and hydrokinetic energy conversion and its environmental impact.

dotCOM

25 LAT DOŚWIADCZENIA

LUDZIE
SYSTEMY
BEZPIECZNIEJSZA PRZYSZŁOŚĆ

ROZWIĄZANIA DLA INFRASTRUKTURY KRYTYCZNEJ

Wspieramy bezpieczne, niezawodne i efektywne środowiska pracy dla infrastruktury krytycznej.

Control Room Profesjonalne stanowiska
Integracja systemów Wsparcie techniczne

BEZPIECZNE ŚRODOWISKA CONTROL ROOM

Jedno stanowisko. Wiele systemów. Kontrolowany dostęp.



WDP MX

SZWAJCARSKA
JAKOŚĆ

- Bezpieczny dostęp do wielu domen
- Mniejsza złożoność stanowiska
- Wysoka dostępność i redundancja
- Integracja z video wall



INFRASTRUKTURA KRYTYCZNA

ENERGETYKA
TRANSPORT
FINANSE
PRZEMYSŁ

dtcom.pl +48 22 717 47 24

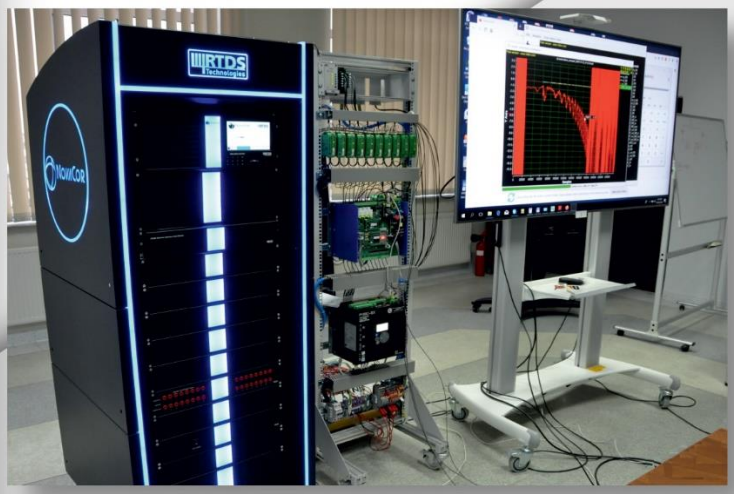
linkedin.com/company/
dotcom-sp-z-o-o-/

REGULATORY TURBIN
ZASILACZE HYDRAULICZNE
SYSTEMY SCADA

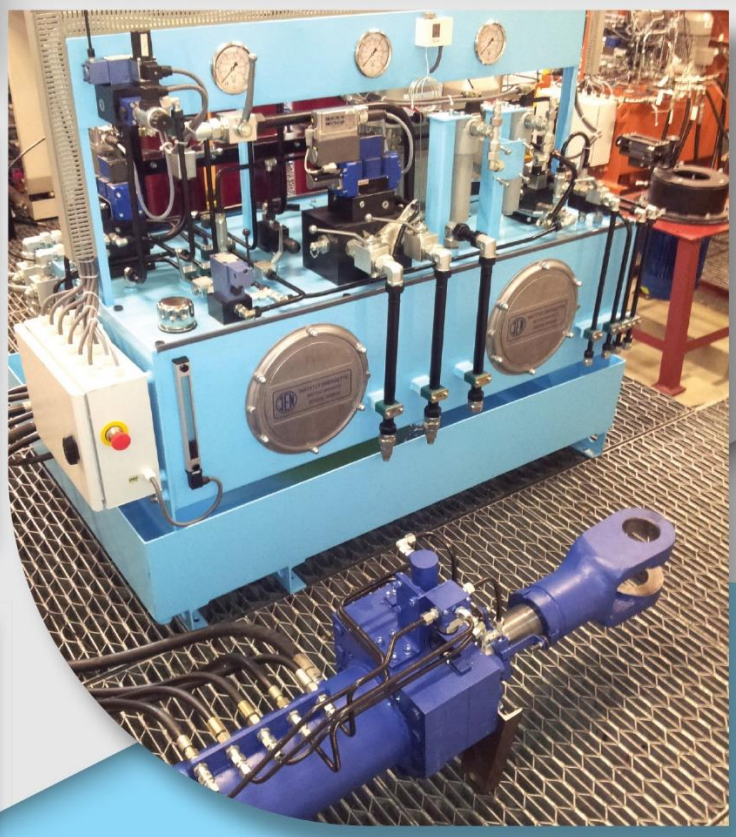
Instytut Energetyki Oddział Gdańsk prowadzi modernizacje układów regulacji turbin oraz wykonuje nowe **elektrohydrauliczne regulatory obrotów** i **układy zasilania olejowego** dla wszystkich typów turbin wodnych.

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 kratach
- układy pomiaru prędkości obrotowej
- układy hydrauliki siłowej
- układy olejowo - ciśnieniowe
- układy napędowe i sterowania jazów







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.

Instytut Energetyki

Państwowy Instytut Badawczy
Oddział Gdańsk

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

Sesja IV

Urządzenia elektroenergetyczne oraz układy cyfrowe w energetyce wodnej

Session IV

Electrical power equipment and digital systems in hydropower industry

4.2 Przemysław Kiciński:
Modernizacja układów wzbudzenia generatorów wodnych – od wymiany układu sterowania do pełnej modernizacji

4.3 Zbigniew Ruścicki
Kluczowe warstwy bezpieczeństwa
- stanowiska operatorskie w dyspozytorni

4.4 Artur Machalski, Przemysław Szulc, Dominik Błoński, Przemysław Janik, Zuzanna Satława
Cyfrowy bliźniak hydrozespołu – integracja danych pomiarowych, modeli obliczeniowych i narzędzi wspomagania eksploatacji

4.5 Ingo Ball:
Digitalising Hydropower for Europe:
Lessons Learned from European Demonstration Projects

4.2 Modernizacja układów wzbudzenia generatorów wodnych – od wymiany układu sterowania do pełnej modernizacji

Przemysław Kiciński
Emerson
e-mail: przemyslaw.kicinski@emerson.com

1. Wprowadzenie

Układ wzbudzenia stanowi jeden z kluczowych układów pomocniczych generatora synchronicznego. Za jego pośrednictwem realizowana jest regulacja napięcia generatora, uzyskiwane są wymagane stany pracy oraz zapewniana jest współpraca z funkcjami ograniczania i zabezpieczenia generatora. W elektrowniach wodnych szczególnego znaczenia nabiera utrzymanie stabilnej pracy generatora w szerokim zakresie obciążenia oraz spełnienie aktualnych wymagań dotyczących współpracy z siecią elektroenergetyczną.

Wiele eksploatowanych układów wzbudzenia zaprojektowano i uruchomiono w okresie, w którym stosowano inne rozwiązania cyfrowe, wymagania cyberbezpieczeństwa oraz wymagania operatorów sieci. Obecnie obserwuje się nie tylko starzenie elementów elektronicznych, lecz także ograniczoną dostępność części zamiennych, stopniową utratę kompetencji serwisowych oraz trudności w integracji starszych układów ze współczesną automatyką elektrowni [1].

2. Uzasadnienie modernizacji

Do najczęściej identyfikowanych problemów zalicza się wycofywanie starszych technologii cyfrowych, trudności w pozyskaniu części zamiennych, rosnące koszty utrzymania wielu platform automatyki oraz ograniczoną dostępność specjalistów znających rozwiązania starszych generacji. Uwzględnienia wymagają również aspekty związane z cyberbezpieczeństwem oraz współpracy jednostki z siecią elektroenergetyczną. W materiałach odniesiono się między innymi do wymagań NERC, FERC, CIP, WECC oraz rozporządzenia Komisji Europejskiej (UE) 2016/631 [1].



Modernizacji nie należy sprowadzać wyłącznie do wymiany urządzeń uznanych za przestarzałe. Zakres powinien wynikać z określonego problemu eksploatacyjnego, przy zachowaniu tych elementów infrastruktury, których stan techniczny i możliwość dalszego utrzymania zostały pozytywnie ocenione. Takie podejście pozwala ograniczyć ingerencję w istniejący obiekt, długość postoju, koszty inwestycji oraz ryzyko związane z przebudową układu.

3. Poziomy modernizacji

W praktyce wyróżnia się trzy podstawowe warianty: wymianę części sterującej (Front End), modernizację rozszerzoną (Extended Front End) oraz pełną wymianę układu (*Full replacement*) [1]. Ich zestawienie przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1. Podstawowe warianty modernizacji układu wzbudzenia

Wariant	Zakres i typowe zastosowanie
Częściowa wymiana *(Front End)*	Zakres: wymiana układu sterowania i elementów elektronicznych. Zastosowanie: część mocowa (mostki tyrystorowe, wyłącznik wzbudzenia, układ odwzbudzenia) i infrastruktura pozostają w dobrym stanie.
Rozszerzona częściowa wymiana *(Extended Front End)*	Zakres: wymiana układu sterowania oraz wybranych elementów toru mocy. Zastosowanie: wybrane komponenty są zużyte, przestarzałe lub trudno dostępne.
Pełna wymiana *(Full replacement)*	Zakres: nowy układ dostosowany do obiektu, interfejsów i wymagań użytkownika. Zastosowanie: zużycie, ograniczenia lub wymagane funkcje uzasadniają kompleksową przebudowę.

Dobór wariantu powinien zostać oparty na ocenie stanu technicznego, dostępności części zamiennych, wymaganiach funkcjonalnych, możliwościach integracji z automatyką elektrowni oraz planowanym okresie dalszej eksploatacji jednostki. W modernizacji rozszerzonej zachowywana jest część istniejącej infrastruktury, natomiast wymianie podlegają układ sterowania oraz wybrane elementy mocy [1].

4. Nowoczesne sterowanie układem wzbudzenia

We współczesnym cyfrowym regulatorze wzbudzenia integrowane są funkcje regulacji, ograniczania, ochrony oraz rejestracji zdarzeń. Sterownik *Ovation Digital Excitation Controller* (DEC) przeznaczono do generatorów synchronicznych różnych typów, w tym generatorów hydro, oraz do współpracy z układami

wzbudzenia wirującymi i statycznymi. Rozwiązanie obejmuje stabilizator systemowy PSS 2C, szybką rejestrację przebiegów oraz wejścia i wyjścia przeznaczone do realizacji funkcji regulacyjnych [1].

Z punktu widzenia eksploatacji istotne jest uzyskanie spójnej informacji o stanie regulatora, sygnałach wejściowych, aktywnych ogranicznikach i zdarzeniach. W opisywanym rozwiązaniu rejestrator zdarzeń pracuje z częstotliwością próbkowania 2560 Hz. Przewidziano konfiguracje redundantne oraz automatyczne śledzenie realizowane przez układy nadzoru [1].

W części mocy mogą zostać zastosowane redundantne konfiguracje mostków prostownikowych N, N+1 i N+2. Obsługiwanych może być do sześciu niezależnych zespołów mostków SCR [1].

5. Integracja z automatyką elektrowni

W modernizowanej elektrowni nie powinno się traktować układu wzbudzenia, jako odizolowanego elementu. Zastosowanie wspólnej platformy automatyki umożliwia wykorzystanie jednolitego środowiska operatorskiego, inżynierskiego i archiwizacji danych. W przedstawionej architekturze *Ovation Excitation* System współpracuje z automatyką turbiny i automatyką procesową elektrowni, z wykorzystaniem wspólnych narzędzi operatorskich, inżynierskich i historycznych [1].

W ten sposób może zostać uproszczona diagnostyka oraz ograniczona liczba niezależnych platform wymagających utrzymania. Zakres integracji powinien jednak zostać określony na podstawie istniejącej architektury, wymaganych interfejsów oraz funkcji krytycznych dla bezpiecznej pracy generatora.

6. Wymagania sieciowe i próby

Jednym z podstawowych celów modernizacji pozostaje zapewnienie zgodności z wymaganiami operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. Procesu nie można uznać za zakończony po wymianie regulatora. Powinny zostać uwzględnione odpowiednie zmiany komponentów, próby FAT i SAT, rozruch zimny i gorący oraz testy sieciowe. Konieczność przeprowadzenia testów sieciowych pozostaje niezależna od wyboru dostawcy modernizacji [1].

W projektach wymagających szczegółowej analizy zgodności sieciowej zakres może obejmować badania stabilności PSS i ograniczników, opracowanie modeli RMS i EMT, walidację modeli na podstawie pomiarów terenowych oraz ich aktualizację podczas testów zgodności z siecią. Jako przykładowe środowiska modelowe wskazano PowerFactory (dla modeli RMS) i PSCAD (dla modeli EMT) [1].

Modernizacja powinna być zatem planowana jako proces obejmujący dobór regulatora, analizę modelową, pomiary, walidację oraz testy na obiekcie. Ma to szczególne znaczenie w przypadku jednostek przewidzianych do dalszej wieloletniej eksploatacji.

7. Studium przypadku modernizacji floty elektrowni wodnych

Praktyczny przykład kompleksowej modernizacji układów wzbudzenia stanowi projekt przeprowadzony dla Salt River Project (SRP) w stanie Arizona w USA. Zakresem prac objęto cztery elektrownie wodne zlokalizowane na rzece Salt: Roosevelt, Horse Mesa, Mormon Flat oraz Stewart Mountain. Łączna moc tych obiektów wynosi 265 MW, co odpowiada ilości energii wystarczającej do zasilania ponad 60 000 gospodarstw domowych rocznie [3].



W ramach projektu zmodernizowano starsze układy wzbudzenia oraz zintegrowano je z istniejącymi rozproszonymi systemami sterowania w czterech elektrowniach. Jednocześnie przeprowadzono standaryzację platformy automatyki i wdrożono współczesne strategie sterowania [3].

Dla dwóch jednostek szczytowo-pompowych zastosowano układy wzbudzenia wymagające dedykowanej integracji podczas przełączania do trybu silnikowego. Nowe układy wzbudzenia zintegrowano z istniejącym sterowaniem rozproszonym, uzyskując spójny system automatyki obiektu [3].

W wyniku modernizacji ograniczono koszty eksploatacji i utrzymania o 30% oraz skrócono czas diagnostyki usterek o połowę. Zwiększona widoczność stanu operacyjnego pozwoliła również uniknąć opóźnień, które mogłyby podwoić czas procedur uruchamiania i odstawiania. Według materiału źródłowego rozwiązanie wspiera utrzymanie niezawodności jednostek na poziomie 90. percentyla oraz ciągłość dostaw energii przez całą dobę [3].

Standaryzacja platformy umożliwiła stosowanie wspólnych części zamiennych, uproszczenie szkoleń, zachowanie znajomości środowiska przez operatorów oraz skoncentrowanie wsparcia automatyki i serwisu w jednym punkcie kontaktowym [3].

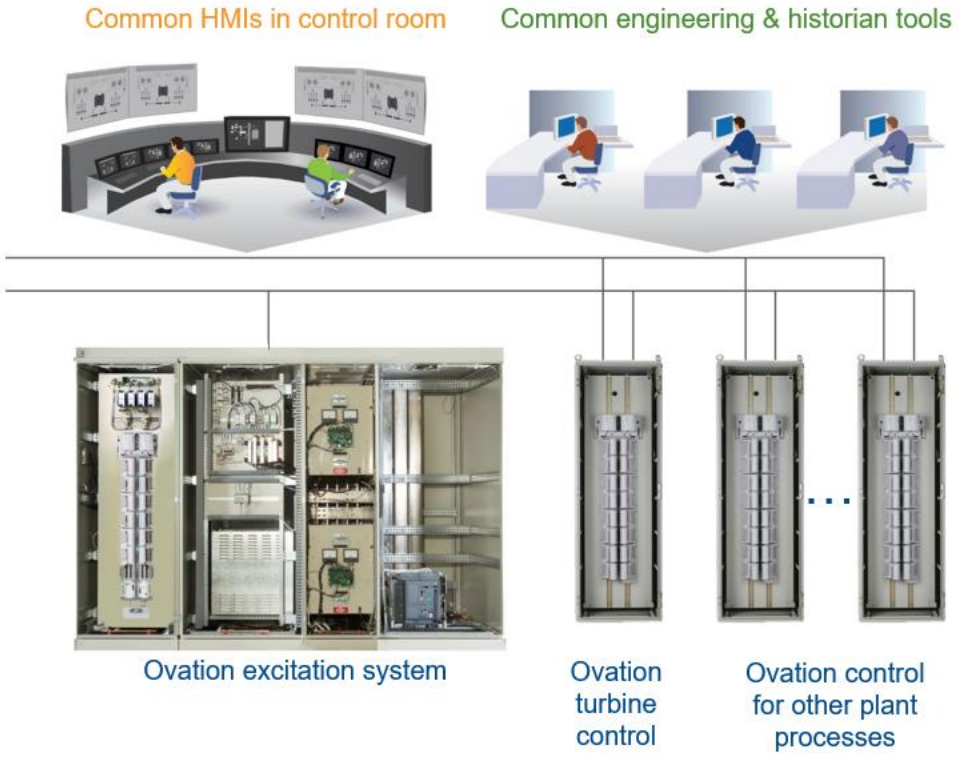
Na podstawie przedstawionego przypadku można stwierdzić, że korzyści z modernizacji układu wzbudzenia nie ograniczają się do wymiany regulatora. Pełna integracja z automatyką elektrowni oraz standaryzacja rozwiązań mogą prowadzić do ograniczenia kosztów utrzymania, skrócenia czasu diagnostyki i zwiększenia ciągłości eksploatacji.

8. Utrzymanie i cykl życia

W planie modernizacji powinien zostać uwzględniony etap późniejszej eksploatacji. W usługach cyklu życia przewidziano między innymi konserwację prewencyjną, serwis planowany, strojenie, zarządzanie alarmami, szkolenia, zdalną diagnostykę, wykonywanie kopii zapasowych oraz archiwizację oprogramowania [1].

Przegląd układu wzbudzenia może obejmować kontrolę zasilania, kalibrację przekładników i przetworników, weryfikację nastaw ograniczników i zabezpieczeń, sprawdzenie wejść i wyjść, redundancji, historii alarmów oraz konfiguracji. W części mocy powinny zostać sprawdzone między innymi wentylatory, filtry, połączenia kablowe, wyłączniki, układy wyzwalające tyrystory i układy chłodzenia [1].

Przy takim podejściu modernizacja stanowi element długoterminowej strategii utrzymania dostępności i niezawodności jednostki, a nie jednorazową wymianę urządzeń.



9. Podsumowanie

Modernizacja układu wzbudzenia generatora wodnego powinna zostać poprzedzona analizą stanu istniejącego rozwiązania oraz zdefiniowaniem celu technicznego. W zależności od stanu części sterującej i mocowej może zostać wykonana wymiana samego sterowania, modernizacja rozszerzona lub pełna wymiana układu.

W nowoczesnym rozwiązaniu integrowane są funkcje regulacji, ograniczania, ochrony, rejestracji zdarzeń oraz diagnostyki. Wymagane jest również zapewnienie odpowiedniej architektury niezawodnościowej, uwzględnienie wymagań operatora sieci, modelowania i walidacji oraz przeprowadzenie testów na obiekcie. Modernizację należy zatem rozpatrywać w całym cyklu życia układu: od oceny instalacji, przez projektowanie i próby, po uruchomienie, testy sieciowe i późniejsze utrzymanie.

Prawidłowo dobrany zakres modernizacji pozwala zachować przydatne elementy istniejącej infrastruktury oraz zastąpić komponenty ograniczające niezawodność, dostępność części zamiennych i spełnienie współczesnych wymagań eksploatacyjnych. Ma to szczególne znaczenie w elektrowniach wodnych, których jednostki przeznaczone są do wieloletniej pracy.

Przedstawione studium przypadku potwierdza, że największe korzyści uzyskuje się wtedy, gdy wymiana układu wzbudzenia jest prowadzona łącznie z integracją i standaryzacją automatyki elektrowni. Oprócz poprawy możliwości diagnostycznych możliwe jest uzyskanie mierzalnego ograniczenia kosztów utrzymania i czasu usuwania usterek [3].

Przywołania

[1] Emerson: Ovation Excitation – materiały techniczne i prezentacja dotycząca modernizacji układów wzbudzenia i SFC, 2026.

[2] Emerson: European Reference List – Ovation Excitation & Static Frequency Converters, materiały prezentacyjne, 2026.

[3] Emerson: Salt River Project Completes Hydropower Modernization Project for Greater Renewable Energy Production Efficiency and Reliability, Case Study, 2025.

Autor

Przemysław Kiciński, Electrical Group Manager w firmie Emerson.

4.3 Kluczowe warstwy bezpieczeństwa - stanowiska operatorskie w dyspozytorni

Zbigniew Ruścicki

DOTCOM Sp. z o.o.
e-mail: zbigniew.ruscicki@dtcom.pl

DOTCOM
- integrator środowisk Control Room

DOTCOM jest polską firmą technologiczną z 25-letnim doświadczeniem w obszarze IT, telekomunikacji korporacyjnej i teletechniki. Firma realizuje projekty w środowiskach, w których kluczowe znaczenie mają niezawodność, bezpieczeństwo oraz dopasowanie technologii do realnych potrzeb użytkownika. Wśród kompetencji DOTCOM znajdują się rozwiązania dla wszelkiego rodzaju sterowni, centrów dyspozytorskich, nadzoru, monitoringu, zarządzania czy kontroli.

Control Room
– centralizacja dostępu do źródeł informacji

W różnorodnych obszarach gospodarki i przemysłu takich jak transport, telekomunikacja, produkcja czy energetyka występuje konieczność centralnego nadzoru i sterowania procesami technologicznymi. Dlatego tworzone są centra nadzoru, dyspozytorskie, zarządzania, sterownia, ogólnie zwane mianem **Control Room**. Control Room to miejsce, w którym spotykają się systemy techniczne, dane operacyjne, procedury bezpieczeństwa i decyzje człowieka. Operatorzy muszą pracować jednocześnie z wieloma źródłami informacji pochodzącymi zarówno z systemów **OT** (takich jak systemy telemetryczne, systemy sterowania, SCADA), z systemów bezpieczeństwa (np. alarmowe, pożarowe, CCTV) oraz z systemów **IT** (aplikacje biznesowe, poczta email, dostęp do Internetu).

Typowe wyzwania i potrzeby

Centralizacja dostępu do wielu źródeł informacji powoduje, że na stanowisku operatora konieczny jest dostęp do wielu systemów komputerowych. Pojawiają się problemy związane z obsługą wielu myszy i klawiatur oraz z niewystarczającą ilością monitorów niezbędnych do wyświetlenia wszystkich potrzebnych informacji. Ma to szczególne znaczenie w stresogennych sytuacjach kryzysowych, gdy wymagana jest szybka i bezbłędna reakcja. Dodatkowym wyzwaniem są zmieniające się potrzeby. Często zachodzi konieczność rozbudowy o nowe systemy, które mogą wymagać instalacji dodatkowych monitorów na istniejących stanowiskach lub utworzenia nowych stanowisk.

Powstaje zatem potrzeba znalezienia rozwiązania, które spełni podstawowe potrzeby na stanowisku operatora:

- **Ergonomia** – pojedyncza mysz i klawiatura
- **Elastyczna organizacja** wyświetlanych obrazów
- **Dostęp** operatora do dowolnych komputerów
- **Współdzielenie**
  komputerów pomiędzy operatorami
- **Wyniesienie komputerów**
  z pomieszczenia operacyjnego do serwerowni
- **Łatwa rozbudowa**
  (komputery źródłowe, stanowiska, monitory)

Zagrożenia

Centralizacja nadzoru i sterowania procesami produkcyjnymi niesie ze sobą zwiększone zagrożenia w wielu obszarach i na różnych poziomach, w szczególności w zakresie cyberbezpieczeństwa.

Przykładem zagrożenia jest przypadek z grudnia 2025 opisany przez CERT Polska, w którym atak na infrastrukturę energetyczną doprowadził m.in. do zatrzymania turbiny parowej oraz stacji uzdatniania wody do celów technicznych. To przykład pokazujący, że cyberatak może wpływać nie tylko na systemy informatyczne, ale również na proces produkcyjny i ciągłość działania obiektu.

Skala zagrożeń systematycznie wzrasta. Według Ministerstwa Cyfryzacji krajowe zespoły CSIRT otrzymały w 2025 roku 682 245 zgłoszeń, a liczba obsłużonych incydentów osiągnęła 272 941, co oznacza wzrost o 144,4% rok do roku.

Dodatkowo należy wziąć pod uwagę rosnące prawdopodobieństwo fizycznych ataków na elementy infrastruktury krytycznej.

Nowelizacja ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa wdraża dyrektywę NIS2 i wzmacnia obowiązki podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo usług krytycznych. Do najważniejszych wymagań wynikających z ustawy oraz aktów wykonawczych w zakresie cyberbezpieczeństwa należą:

- **Separacja sieci**
  - ✓ Poszczególne komputery powinny pracować w odseparowanych sieciach.
  - ✓ W szczególności konieczna jest separacja komputerów pracujących w sieci OT (np. SCADA) od komputerów pracujących w sieci IT (np. aplikacje biurowe, email, Internet).
- **Redundancja infrastruktury**
  Infrastruktura powinna być odporna na uszkodzenia poszczególnych komponentów.

- **Ośrodki zapasowe**

  Należy przewidzieć utworzenie ośrodków zapasowych zarówno dla obiektów typu Control Room jak i dla serwerowni, w których znajdują się komputery źródłowe.

- **Uprawnienia operatorów**

  Czynnik ludzki jest jednym elementów wpływających na bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej. Z tego powodu operatorzy w Control Room’ach powinni mieć dostęp ograniczony tylko do niezbędnych zasobów.

- **Szyfrowanie sygnałów wizyjnych**

  W rozwiązaniach gdzie sygnały wideo komputerów przekazywane są na większe odległości, powinny być szyfrowane.

Sprzętowa platforma integrująca – WDP MX

Wiele z wymienionych wyżej postulatów może być spełnionych przy wykorzystaniu platform programowych takich jak np. SCADA. SCADA może występować na wielu poziomach w architekturze hierarchicznej, gdzie SCADA nadrzędna nadzoruje, koordynuje lub agreguje dane ze SCAD niższego poziomu. Jest to sprawdzone rozwiązanie, ale nie idealne:

- Często wdrożenie nadrzędnego systemu SCADA wymaga integracji programowej szczególnie w przypadkach, gdy SCADy podrzędne pochodzą od różnych producentów/dostawców.
- Brak fizycznej separacji sieci, ponieważ SCADA nadrzędna musi komunikować się z podrzędnymi poprzez sieć IP.
- Pojedynczy punkt awarii. Wprawdzie awaria komputera z nadrzędnym systemem SCADA nie musi prowadzić do zatrzymania nadzorowanego procesu, ponieważ nadal SCADy podrzędne działają, ale operator w centrum operacyjnym traci do nich dostęp.
- SCADA nie zapewni dostępu do komputerów z obszarów poza OT (np. aplikacje biznesowe, poczta email, Internet).

WDP MX, jako sprzętowa platforma integrująca, odpowiada na wszystkie wyzwania i potrzeby występujące na stanowisku pracy operatora oraz pomaga przełożyć wymagania NIS2 i KSC na praktyczne środowisko pracy: bezpieczne, uporządkowane i gotowe na sytuacje, w których infrastruktura hydroenergetyczna musi działać mimo presji.

Nie zastępuje SCADA, telemetrii, automatyki ani istniejących systemów OT/IT. Tworzy bezpieczną, sprzętową warstwę operatorską wokół tych środowisk. Operator może pracować z wieloma systemami, ekranami, źródłami danych i domenami z jednego ergonomicznego stanowiska, przy zachowaniu kontroli dostępu, porządku operacyjnego i separacji środowisk.

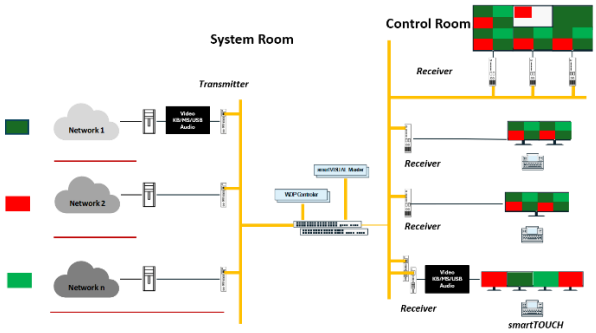
Dzięki temu Control Room może łączyć dwa cele, które często są trudne do pogodzenia: wysoki poziom bezpieczeństwa oraz sprawną pracę operatora. W normalnych warunkach oznacza to większą ergonomię, przejrzystość i efektywność. W warunkach krytycznych oznacza to szybszy dostęp do właściwych systemów, mniejsze ryzyko błędu i większą odporność operacyjną całego obiektu.

Architektura platformy WDP MX

- Komputery (zwane źródłami lub komputerami źródłowymi) zostają wyniesione ze stanowisk użytkowników do dowolnie odległej serwerowni.
- Sygnały interfejsowe każdego komputera (wideo, audio, USB, PS2, RS232) podłączone są do urządzenia zwanego Transmiterem.
- Transmiter przekształca te sygnały na strumień IP, który po stronie stanowiska użytkownika odbierany jest przez urządzenie zwane Receiverem.
- Receiver odtwarza oryginale sygnały komputera (wideo, audio, USB, PS2, RS232), a do portów Receivera podłączane jest wyposażenie stanowiska użytkownika (np. monitory, myszy, klawiatury).
- Przesyłaniem sygnałów z komputerów do stanowisk operatorów zarządza system sterujący.
- Każde stanowisko operatora wyposażone jest w pojedynczą mysz oraz konsolę operatorską Smart Touch, która pełni nie tylko funkcję standardowej klawiatury, ale zarządza organizacją wyświetlania obrazów na monitorach stanowiska i ścianach video, umożliwia wybór zestawu komputerów wyświetlanych na monitorach oraz umożliwia przełączanie pomiędzy komputerami



Rys.1 Konsola operatorska Smart Touch



Rys.2 Architektura WDP MX

Autor

Zbigniew Ruścicki, mgr inż., ukończył Wydział Elektroniki Politechniki Warszawskiej w roku 1984. Do roku 1992 pracował w Zakładach Wytwórczych Urządzeń Telefonicznych, Ośrodku Badawczo-Rozwojowym TELKOM-TELPRO oraz w Narodowym Banku Polskim. W latach 1992-2005 zatrudniony w firmie TELBANK oraz EXATEL na stanowisku Dyrektora Centrum Zarządzania Siecią. Obecnie Product Manager w firmie DOTCOM

4.4 Cyfrowy bliźniak hydrozespołu – integracja danych pomiarowych, modeli obliczeniowych i narzędzi wspomagania eksploatacji

Artur Machalski[1], Przemysław Szulc[1], Dominik Błoński[1], Przemysław Janik[2], Zuzanna Satława[2]

[1] Politechnika Wrocławska, Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Wybrzeże S. Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
e-mail: artur.machalski@pwr.edu.pl
[2] TAURON Ekoenergia sp. z o.o., ul. Obrońców Pokoju 2B, 58-500 Jelenia Góra

1. Wprowadzenie i obiekt

Cyfrowy bliźniak łączy dane pomiarowe z obiektu z modelami jego elementów; w starszych hydrozespołach może częściowo kompensować braki danych archiwalnych i dokumentacji oraz umożliwić odtworzenie charakterystyk maszyny. Politechnika Wrocławska i TAURON Ekoenergia opracowały i wdrożyły operacyjny cyfrowy bliźniak z funkcjami doradczymi w projekcie D-HYDROFLEX (Horyzont Europa, 2023–2026) [1]. Obiektem pilotażowym jest hydrozespół nr 3 (TZ-3) EW Wały Śląskie (Odra, stopień Brzeg Dolny), czynnej od 1958 r. i wyposażonej w cztery pionowe turbiny Kaplana o podwójnej regulacji; spad znamionowy wynosi 4,70 m, a eksploatacyjny 4,3–7,0 m. Względem koncepcji bliźniaka przedstawionej na HYDROFORUM 2025 oraz w [2, 3] (model CFD turbiny – w [4]) referat przedstawia wdrożenie produkcyjne, moduł dyspozycji, pierwsze wyniki eksploatacyjne, wnioski z wdrożenia i narzędzie oceny dla kolejnych elektrowni.

2. Architektura i działanie systemu

Bliźniak ma cztery warstwy (rys. 1): pomiarową, przetwarzania danych, modeli oraz interfejsu z funkcjami doradczymi; trzy ostatnie realizuje HYDRO-VIS. Pomiary archiwizuje system SCADA ASIX na komputerze przemysłowym w wydzielonym segmencie sieci; jedynym zewnętrznym źródłem danych są wodowskazy IMGW.

Hybrydowy model turbiny HYDRO-TIN łączy charakterystyki z obliczeń CFD [4] – sprawności $\eta(Q,H)$ oraz przepływu w funkcji otwarcia kierownicy i spadu – z zależnością kombinatorową wyznaczoną z danych eksploatacyjnych. HYDRO-PVIL ocenia drgania łożysk i wału według stref ISO 10816-5 i zgłasza alarmy. Model HYDRO-HMP (XGBoost) prognozuje dopływ do elektrowni z horyzontem do 24 h na podstawie danych z 15 wodowskazów IMGW w zlewni.

HYDRO-VIS cyklicznie odczytuje nowe dane z archiwum SCADA i z wykorzystaniem modeli wyznacza m.in. spad netto, szacowaną sprawność hydrozespołu i punkt pracy oraz generuje alarmy i zalecenia. Podczas postoju hydrozespołu wstrzymuje obliczenia i alarmy zależne od pracy maszyny.

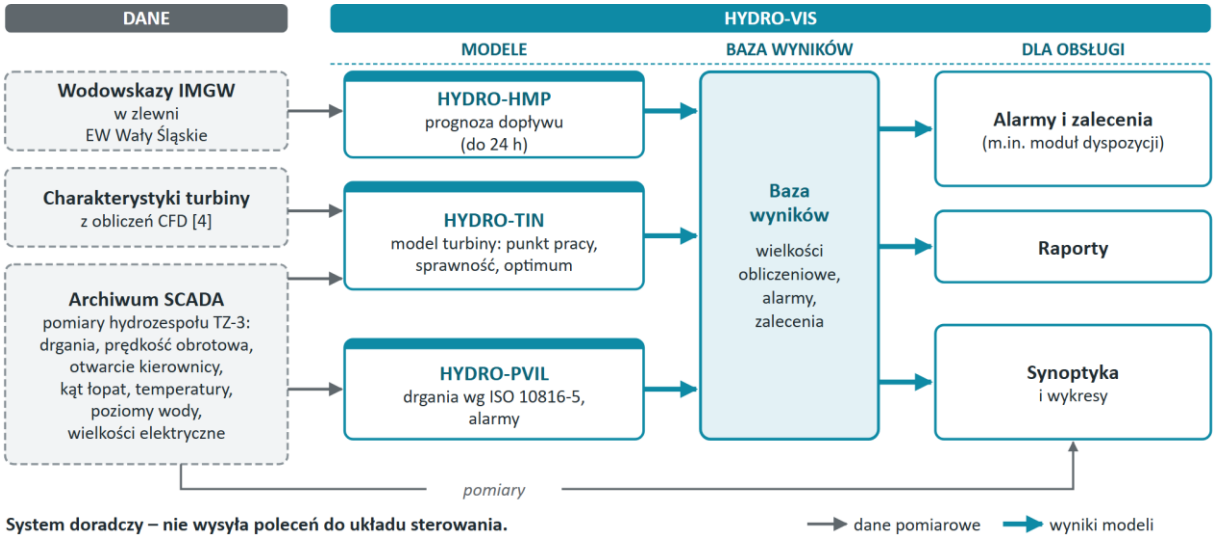
Moduł dyspozycji na podstawie dopływu oszacowanego z wodowskazu IMGW, spadu i charakterystyki sprawności turbiny wskazuje, ile hydrozespołów powinno pracować i przy jakim otwarciu kierownicy. Zakładając jednakowe charakterystyki hydrozespołów, wybiera wariant (od jednego do czterech) maksymalizujący chwilową moc przy bieżącym spadzie, z uwzględnieniem dostępnego dopływu i dopuszczalnego zakresu przepływu każdego hydrozespołu. Nie wskazuje konkretnego hydrozespołu ani nie uwzględnia kosztów rozruchu; decyzję, uwzględniając m.in. dostępność maszyn, podejmuje dyżurny, a system nie wysyła poleceń do układu sterowania.

3. Wdrożenie w 2026 r. i pierwsze wyniki

Po przeszkoleniu obsługi wersja testowa pracowała od 20 stycznia 2026 r., a produkcyjna – od 9 marca 2026 r. Prognoza HYDRO-HMP, w 2025 r. tylko koncepcja, działa obecnie eksploatacyjnie. Prognozowany jest przepływ na wodowskazie IMGW Malczyce poniżej stopnia Brzeg Dolny, przyjmowany jako przybliżenie (proxy) dopływu do elektrowni (wyniki testu – rys. 2). Nowe funkcje to moduł dyspozycji oraz – dodane na prośbę obsługi – zalecenie uruchomienia dodatkowego hydrozespołu, gdy napięcie po stronie 20 kV pozostaje podwyższone, a TZ-3 osiąga granicę zdolności poboru mocy biernej. W sierpniu 2026 r. przeprowadzono na TZ-3 wstępną kampanię referencyjnych pomiarów przepływu metodą młynkową w siedmiu punktach pracy; jej wyniki posłużą do kalibracji zależności Wintera–Kennedy'ego. W okresie oceny (II–IV 2026) system pracował w otwartej pętli: zalecenia modułu dyspozycji były wyznaczane i archiwizowane, ale obsługa jeszcze z nich nie korzystała. Okres ten opisuje więc stan wyjściowy, a wpływu zaleceń na produkcję nie oceniano.

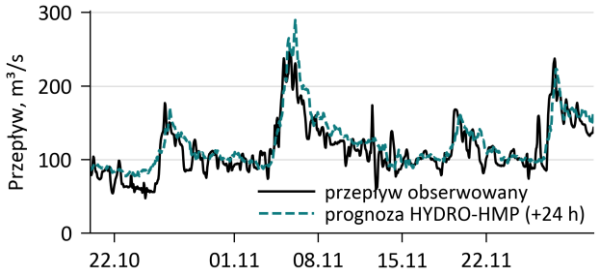
4. Narzędzie oceny dla innych elektrowni

Do oceny celowości wdrożeń w kolejnych elektrowniach TAURON Ekoenergia przygotowano narzędzie wykorzystujące dostępne już dane: rejestrowanej mocy hydrozespołów, charakterystyk turbin oraz przepływu na najbliższym wodowskazie IMGW, przeskalowanego na dopływ współczynnikiem powierzchni zlewni. Przy tym samym dopływie i spadzie szacuje ono udział dostępnego przepływu wykorzystany do produkcji oraz przyrost produkcji możliwy przy innym doborze liczby i obciążenia hydrozespołów. Wstępna analiza danych eksploatacyjnych, przeprowadzona przy tych samych założeniach dla obu obiektów, daje jedynie orientacyjne szacunki przesiewowe (screening), a nie zweryfikowane



Rys. 1. Architektura cyfrowego bliźniaka hydrozespołu TZ-3 EW Wały Śląskie (uproszczona). Opracowanie własne.

wyniki: szacowany przyrost produkcji o ok. 1,0 % w EW Wały Śląskie (II–IV 2026) i ok. 1,4 % w EW Bobrowice I (XI 2025 – VIII 2026) dzięki lepszej dyspozycji hydrozespołów oraz dodatkowo o odpowiednio ok. 1,6 % i 4,9 % dzięki ograniczeniu niewykorzystanego dostępnego przepływu. Szacunki nie uwzględniają jeszcze ograniczeń rozruchów i odstawień, minimalnych czasów pracy, postojów z przyczyn zewnętrznych, ograniczeń napięciowych sieci ani niepewności dopływu szacowanego z wodowskazu; wymagają potwierdzenia w eksploatacji.



Rys. 2. Przepływ w Malczycach: obserwowany i prognoza HYDRO-HMP na 24 h (20.10–30.11.2025); test I–XI 2025: R^2 0,99 (1 h) i 0,62 (24 h), RMSE (24 h) ok. 24 m³/s.

5. Wnioski i doświadczenia z wdrożenia

Brak dokumentacji wykonawczej wirnika wymusił odtworzenie jego geometrii ze skanu 3D, a odtworzoną geometrię wykorzystano następnie w obliczeniach CFD [4]. Wobec braku ciągłej archiwizacji danych hydrozespół doposażono w czujniki i rejestratory, a ciągły monitoring ujawnił problemy z jakością sygnałów, m.in. błędne skalowanie części kanałów drgań i przerwy w danych poziomów wody. Wiarygodne wyznaczenie bezwzględnej sprawności hydrozespołu wymaga referencyjnego pomiaru przepływu lub skalibrowanej metody pośredniej – kampanię takich pomiarów należy więc zaplanować na początku budowy bliźniaka. Praca w wydzielonym segmencie sieci wymaga instalacji i aktualizacji oprogramowania w trybie offline. Akceptacji rozwiązania przez obsługę sprzyjają jasne i proste zalecenia, doradczy charakter systemu oraz szybkie uwzględnianie jej informacji zwrotnej. Przy szerokim i stosunkowo płaskim maksimum sprawności [4] moduł sprawności turbiny służy głównie do ciągłego potwierdzania, że hydrozespół pracuje blisko optimum hydraulicznego.

Podziękowania

Projekt *D-HYDROFLEX: Digital solutions for improving the sustainability performance and FLEXibility potential of HYDROpower assets* otrzymał finansowanie z programu Unii Europejskiej Horyzont Europa na podstawie umowy o udzielenie dotacji nr 101122357. Wyrażone poglądy i opinie są wyłącznie poglądami autorów i nie muszą odzwierciedlać stanowiska Unii Europejskiej ani Europejskiej Agencji Wykonawczej ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska (CINEA). Ani Unia Europejska, ani CINEA nie ponoszą za nie odpowiedzialności.

Przywołania

[1] D-HYDROFLEX, Horyzont Europa, umowa nr 101122357, https://cordis.europa.eu/project/id/101122357

[2] Machalski A., Nemś M., Szulc P., Skrzypacz J., Błoński D., Satława Z., Nycz A., Janik P.: *Conceptualization of a Hydro-System Digital Twin for Operational Efficiency Maximization and Predictive Maintenance Support in a RoR Hydro Power Plant*, 2025 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), 2025, doi: 10.1109/ICCEP65222.2025.11143691

[3] Machalski A., Szulc P., Błoński D., Nycz A., Nemś M., Skrzypacz J., Janik P., Satława Z.: *The Concept of a Digital Twin for the Wały Śląskie Hydroelectric Power Plant: A Case Study in Poland*, Energies, 2025, 18(8), 2021, doi: 10.3390/en18082021

[4] Szulc P., Kontargyri V.T., Moloshnyi O., Machalski A., Nycz A., Skrzypacz J., Nemś M., Błoński D., Janik P., Satława Z.: *Reconstruction and CFD Modeling of a Kaplan Turbine for Digital Twin Applications*, Energies, 2026, 19(14), 3341, doi: 10.3390/en19143341

Autorzy

Artur Machalski, dr inż., adiunkt;

Przemysław Szulc, dr inż.;

Dominik Błoński
– Katedra Inżynierii Konwersji Energii PWr.

Przemysław Janik – TAURON Ekoenergia sp. z o.o

Zuzanna Satława – TAURON Ekoenergia sp. z o.o.

4.5 Digitalising Hydropower for Europe: Lessons Learned from European Demonstration Projects

Ingo Ball

WIP Renewable Energies
Sylvensteinstr. 2, 81369 Munich, Germany
e-mail: ingo.ball@wip-munich.de

General

Hydropower is expected to play a central role in Europe's transition towards a climate-neutral and highly renewable energy system. Beyond its traditional contribution to electricity generation, hydropower increasingly supports grid stability, flexibility services and the integration of variable renewable energy sources. At the same time, operators face growing challenges related to ageing assets, environmental requirements, changing hydrological conditions and increasing operational complexity.

Digitalisation is emerging as a key enabler to address these challenges. Recent European research and innovation projects have demonstrated that digital technologies can significantly improve operational performance, support predictive maintenance, enhance environmental monitoring and strengthen the flexibility of hydropower assets. While many digital solutions have already reached a high level of technological maturity, their large-scale deployment remains limited.

This paper summarises the lessons learned from three European projects which have investigated and demonstrated digital solutions for hydropower under real operating conditions.

Background

The projects iAMP-Hydro, Di-Hydro and D-HYDRO-FLEX were launched to accelerate the digital transformation of the European hydropower sector. Although each project addressed different aspects of digitalisation, all shared a common objective: enabling smarter, more flexible and more sustainable hydropower operation through the effective use of data and digital technologies.

The projects developed, tested and validated a wide range of innovative solutions at demonstration sites across Europe, representing different hydropower plant types, operational environments and business models.

The results were consolidated into a joint White Paper entitled:

"**Digitalising Hydropower for Europe**".

The White Paper presents a shared vision for the future digital development of the hydropower sector and identifies practical pathways for implementation.

Digital Building Blocks for Future Hydropower

The projects demonstrated that successful digitalisation begins with the deployment of smart sensing technologies capable of providing reliable and continuous information about asset condition, environmental parameters and operational performance.

The implemented solutions covered areas such as:

- Smart sensing and asset monitoring
- Structural health monitoring
- Turbine and mechanical condition monitoring
- Weather, inflow and energy forecasting
- Water quality and sediment monitoring
- Aquatic biodiversity monitoring
- Secure industrial data platforms
- Digital twins and decision-support tools

Particular emphasis was placed on integrating data from multiple sources into common data and cloud platforms. Such platforms create the foundation for advanced analytics and support the development of digital twin environments capable of representing both the physical asset and its operational context.

The projects demonstrated that the value of digitalisation does not arise from individual sensors or software tools alone. Instead, benefits emerge when data, analytics and operational processes are connected within an integrated digital infrastructure.

Demonstrated Benefits

The demonstration activities provided evidence that digital technologies can generate tangible benefits across multiple dimensions of hydropower operation.

From an operational perspective, digital monitoring systems improved visibility of equipment condition and enabled more proactive maintenance strategies. Predictive

maintenance approaches helped identify potential failures before they developed into major operational issues, reducing the risk of unplanned outages and lowering maintenance costs.

Advanced forecasting solutions improved situational awareness by combining hydrological, meteorological and operational information. This enables operators to optimise water resource utilisation and enhance operational flexibility.

Environmental monitoring technologies demonstrated that digitalisation can also support sustainability objectives. Automated monitoring of water quality, sediment dynamics and aquatic biodiversity provides valuable information for balancing energy generation with environmental protection requirements.

Furthermore, secure data platforms and digital twins offer new opportunities for decision support. By integrating previously isolated datasets, operators gain a more comprehensive understanding of asset behaviour and system performance.

Towards a Digital Hydropower Infrastructure

One of the key findings emerging from the three projects is that the sector should move beyond isolated digital solutions towards a comprehensive digital hydropower infrastructure.

Such an infrastructure combines:

- Asset monitoring
- Environmental intelligence
- Forecasting capabilities
- Data integration platforms
- Digital twins
- Decision-support systems

into a coherent ecosystem.

In this vision, field data collected throughout the hydropower system are integrated through secure cloud-based platforms and transformed into actionable information. Digital twins provide a virtual representation of assets and processes, supporting both operational and strategic decision-making.

The resulting ecosystem contributes not only to improved plant operation but also to broader European objectives such as energy security, decarbonisation and climate resilience.

Final remarks

The projects reviewed in this paper demonstrate that the technological foundations for digital hydropower are already available today. Smart sensing, integrated data platforms, digital twins and advanced analytics have moved beyond the experimental stage and have been successfully validated under real operating conditions.

The next challenge is no longer technological feasibility but widespread deployment. Accelerating the adoption of proven digital solutions across Europe's hydropower fleet will be essential for unlocking the full contribution of hydropower to a secure, flexible and sustainable energy system.

The joint White Paper developed by the projects provides both strategic guidance and practical recommendations to support this transition.

Acknowledgement

This paper is based on the joint White Paper “Digitalising Hydropower for Europe”, prepared by partners of the European projects iAMP-Hydro, D-HYDROFLEX, and Di-Hydro.

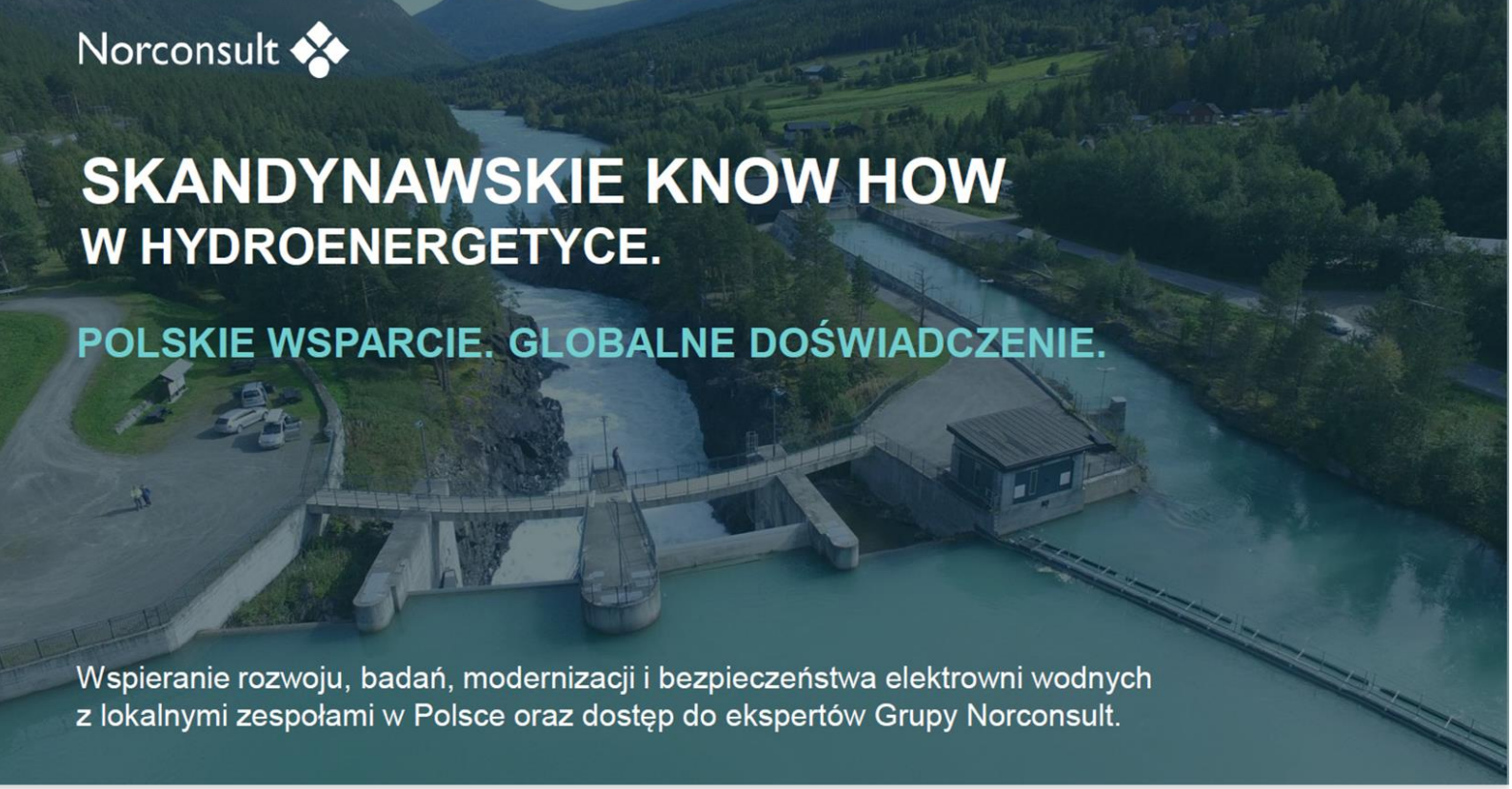
The authors acknowledge the support of the European Union and all project partners, demonstration site operators and experts who contributed to the development, validation and dissemination of the presented results.

References

1. **Eurelectric (eds):** Hydropower Fact sheets, p. 5-6. Available: https://www.vgb.org/hydropower_fact_sheets_2018.html?dfid=91646 [last visited: 24.09.2020], 2018.

Authors

Ingo Ball graduated in Sports Sciences (gaining economic knowledge as Dipl. Sports Economist) and holds a B.Sc. in Management of Renewable Energies (B.Sc. thesis about hydropower in Germany (Hydropower – background and perspectives)). He is a Senior Project Manager for WIP Renewable Energies since 2016 and is supporting the work of other WIP projects on issues like market uptake, stakeholder engagement, communication and dissemination activities, as well as the organisation of international workshops.
He was the coordinator of the HYPOSO project and was also involved in the H2020 Project Hydropower Europe, contributing to the Research & Innovation Agenda (RIA) and the Strategic Industry Roadmap (SIR) for the European hydropower sector. Until September 2026 he has been the leader in Communication, Dissemination & Exploitation for the iAMP-Hydro project.



Norconsult

SKANDYNAWSKIE KNOW HOW
W HYDROENERGETYCE.

POLSKIE WSPARCIE. GLOBALNE DOŚWIADCZENIE.

Wspieranie rozwoju, badań, modernizacji i bezpieczeństwa elektrowni wodnych z lokalnymi zespołami w Polsce oraz dostęp do ekspertów Grupy Norconsult.

95+ LAT
W hydroenergetyce

7,200 EKSPERTÓW
W całej grupie

140 BIUR
Na 6 kluczowych rynkach

3 BIURA W POLSCE
Lokalna realizacja

LOKALNA OBECNOŚĆ. SKANDYNAWSKIE DOŚWIADCZENIE.

Grupa Norconsult działa w oparciu o model dostawy pan-nordycki, łączący niezrównaną lokalną obecność z centrum wiedzy w ponad 140 lokalizacjach.



Wielobranżowa ekspertyza konsultingowa

Norconsult łączy wiedzę inżynieryjną, środowiskową, cyfrową oraz zarządzanie projektami w zakresie energii, infrastruktury, wody, przemysłu i budynków. Nasze interdyscyplinarne podejście wspiera efektywne i zrównoważone decyzje przez cały cykl życia projektu.

Budynki i architektura
Budynki i nieruchomości, architektura, planowanie.

Energia i przemysł
Energia odnawialna, przemysł.

Infrastruktura
Woda, geologia i środowisko, transport.

Norconsult Polska

Lokalne zespoły realizacyjne wspierane specjalistyczną wiedzą z całego regionu skandynawskiego. Doświadczenie we współpracy z polskimi operatorami energetycznymi i klientami.

Kraków | Gdynia | Rzeszów

Porozmawiajmy o rozwoju, modernizacji i bezpieczeństwie polskiego sektora hydroenergetyki.

Norconsult Polska – biura:
Kraków: Józefa Konrada 29A, 31-357 Kraków | **Gdynia**: Władysława IV 43, 81-895 Gdynia
Rzeszów: Wrzesława Romańczuka 6/4, 33-302 Rzeszów | **Kontakt ogólny**: biuro@norconsult.com | +48 883 993 545

Sesja V

Badania energetyczne i diagnostyczne w warunkach eksploatacyjnych

Session V

Peformance and diagnostic tests under field conditions

5.1 Waldemar Janicki:
Pomiary w służbie energetyki wodnej

5.2 Halvard Bjørndal
Extended field measurements for condition assessment and potentially expanded operating range of hydropower units

5.3 Artur Maurin, Waldemar Janicki, Adam Adamkowski
System do pomiaru przecieków przez kierownice turbin wodnych

5.4 Ievgen Zaitsev, Vladislav Kuchanskiy
Ultraviolet Detection of Corona Discharge for Condition Monitoring and Fault Diagnosis of Electrical Equipment at Hydropower Plants

5.1 Pomiary w służbie energetyki wodnej

Waldemar Janicki

Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk
e-mail: wjanicki@imp.gda.pl

Wstęp

Wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach wodnych nieodłącznie towarzyszy prowadzenie pomiarów. W zasadzie są one niezbędne od momentu powstania idei budowy elektrowni. Pozwalają na ocenę potencjału hydroenergetycznego, jak również są wykonywane podczas budowy czy uruchamiania. Są nieodłącznym ogniwem codziennej eksploatacji, planowania pracy, remontów, modernizacji. Są podstawą analiz, decyzji, rozliczeń. W pracy zostaną wskazane znaczenie i cel prowadzenia pomiarów w już istniejących obiektach. Omówione zostaną podstawowe wielkości fizyczne, których pomiar ma istotne znaczenie dla energetyki wodnej. Pokrótce przedstawione będą wybrane metody ich pomiaru.

Znaczenie i cel prowadzenia pomiarów

Pomiary można podzielić m.in. na doraźne/eksploatacyjne i celowe. Pomiary eksploatacyjne związane są z codzienną pracą elektrowni, natomiast pomiary celowe służą analizom, czy podejmowaniu decyzji.

Do pomiarów eksploatacyjnych zaliczyć można np. pomiar mocy, bądź otwarcia kierownicy. Pomiary celowe to np. pomiary/badania optymalizacyjne, sprawnościowe, czy diagnostyczne. Oczywiście podział taki nie jest jednoznaczny, gdyż pomiar wielkości eksploatacyjnych może być niezbędny chociażby podczas pomiarów celowych.

Rzecz jasna możliwe jest dokonanie wielu innych podziałów pomiarów np. na pomiary doraźne i ciągłe. Z metrologicznego punktu widzenia można wyróżnić pomiary bezpośrednie i pośrednie.

Znaczenie pomiarów wynika z celu, dla którego są prowadzone, konsekwencji braku lub niewłaściwego pomiaru danej wielkości oraz wagi decyzji podejmowanych na podstawie pomiarów. Przykładowo, pomiary sprawnościowe pozwalają na ocenę zgodności dostawy z deklaracjami, czy na podjęcie decyzji o modernizacji. Brak pomiaru spadu uniemożliwi optymalne wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego w turbinach o podwójnej regulacji. A nagła zmiana poziomu drgań może wskazać na pilną potrzebę remontu.

Wiele cennych informacji związanych ze sposobem pomiaru istotnych wielkości fizycznych znaleźć można w normach m.in. w [1, 2, 3].

Wybrane wielkości mierzone

Do podstawowych pomiarów w elektrowniach wodnych należą pomiary poziomu wody górnej oraz poziomu wody dolnej. Do pomiaru tych wielkości wykorzystuje się sondy hydrostatyczne, przetworniki ciśnienia, przetworniki ultradźwiękowe oraz radarowe.

Różnica poziomu wody górnej i dolnej określana jest mianem spadu brutto.

$$H = z_g - z_d$$

Spad netto można wyznaczyć na podstawie następującego wzoru (gdzie indeks 1 oznacza przekrój wlotowy, a 2 wylotowy turbiny):

$$H_n = \frac{p_1}{\rho g} - \frac{p_2}{\rho g} + \frac{v_1 - v_2}{g} + (z_1 - z_2)$$

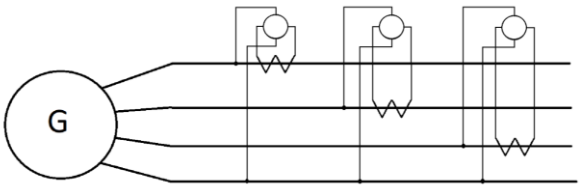
Jedną z najważniejszych wielkości eksploatacyjnych jest moc. Rozróżniamy trzy wielkości odnoszące się do mocy elektrycznej: moc czynną, moc bierną i moc pozorną. W przypadku sieci trójfazowej, są one definiowane następująco:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot cos\varphi = 3 \cdot U_f \cdot I \cdot cos\varphi$$

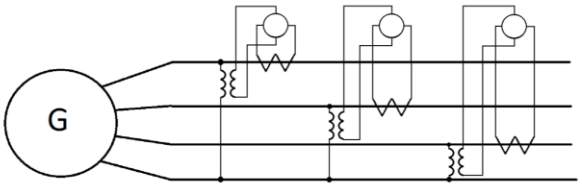
$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot sin\varphi = 3 \cdot U_f \cdot I \cdot sin\varphi$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I = 3 \cdot U_f \cdot I$$

W przypadku najmniejszych elektrowni pomiar mocy może odbywać się w sposób półpośredni tj. z wykorzystaniem przekładników prądowych (rys.1). W większych obiektach moc mierzy się w sposób pośredni z wykorzystaniem przekładników napięciowych i prądowych (rys.2).



Rys.1 Półpośredni pomiar mocy



Rys.2 Pośredni pomiar mocy

Do pomiaru mocy wykorzystuje się przetworniki mocy, analizatory mocy lub mierniki parametrów sieci.

Do najważniejszych i jednocześnie najtrudniejszych pomiarów w energetyce wodnej należy pomiar natężenia

przepływu. Do tego celu wykorzystuje się szereg metod w zależności od celu pomiaru oraz uwarunkowań danego obiektu hydroenergetycznego. Wśród stosowanych metod można wymienić m.in.: metodę młynków hydrometrycznych, metodę uderzenia hydraulicznego, metodę ultradźwiękową oraz metodę różnicy ciśnień.

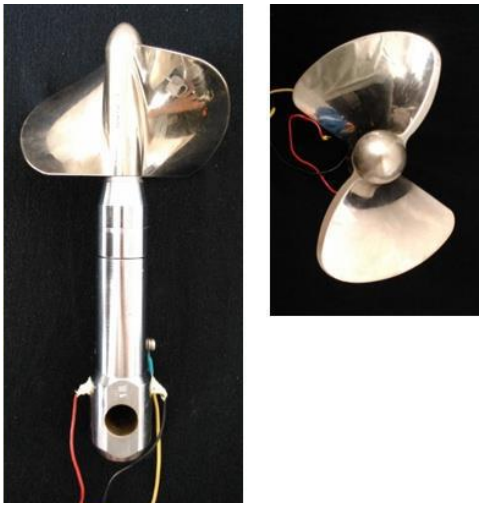
Za pomocą młynków hydrometrycznych wyznacza się lokalne prędkości przepływu w wybranych punktach przekroju pomiarowego, na podstawie charakterystyki młynka:

$$v = \alpha + \beta \cdot n$$

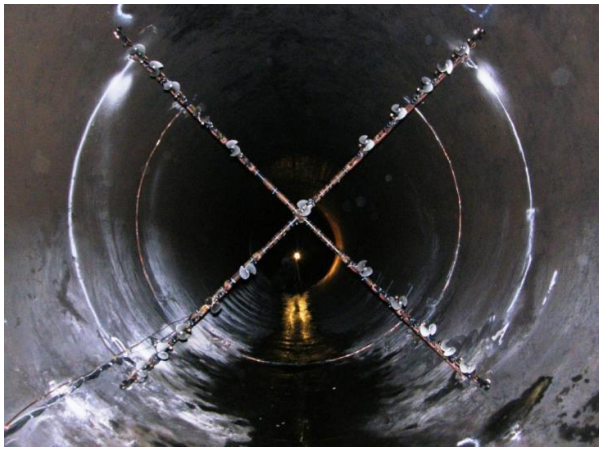
Następnie na podstawie odpowiedniego całkowania wyznaczane jest natężenie przepływu.

$$Q = \iint_A v_z\,(x, y)\,dx\,dy$$

Wygląd młynka hydrometrycznego przedstawiono na rys.3, a przykład instalacji do pomiaru natężenia przepływu metodą młynków hydrometrycznych na rys.4.



Rys.3 Młynki hydrometryczne



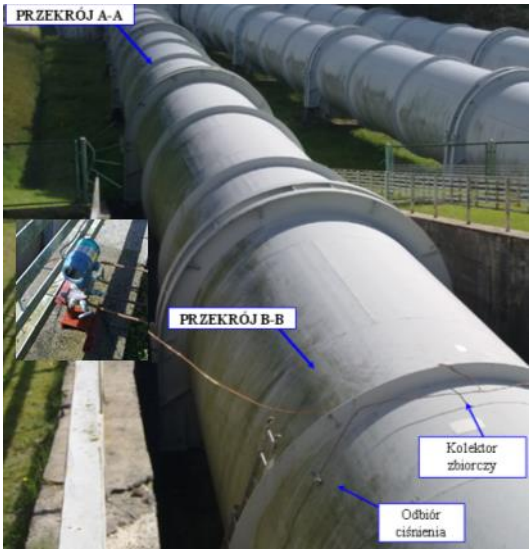
Rys.4 Młynki hydrometryczne zainstalowane w rurociągu

Metoda uderzenia hydraulicznego pozwala na wyznaczenie natężenia przepływu na podstawie zmian ciśnienia pomiędzy dwoma przekrojami hydrometrycznymi podczas zatrzymywania przepływu.

$$Q_0 = \frac{A}{\rho L}\int_{t_0}^{t_k}\left[\Delta p(t) + \Delta p_f(t)\right]dt + Q_k$$

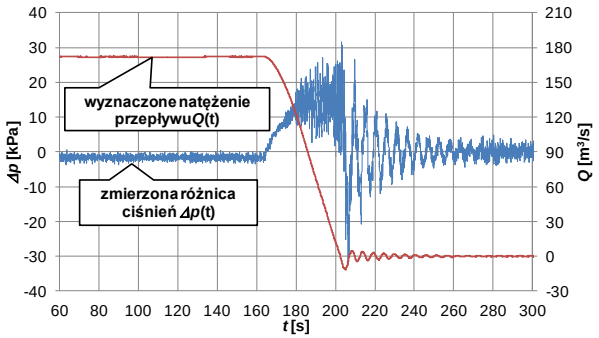
$$\Delta p = p_2 + \rho \cdot g \cdot z_2 - p_1 - \rho \cdot g \cdot z_1$$

Przykład zastosowania metody przedstawiono na rys.5.



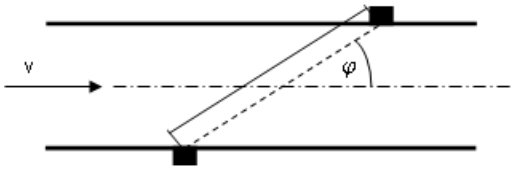
Rys.5 Zastosowanie metody uderzenia hydraulicznego

Rys.6 przedstawia przykład zarejestrowanej zmiany ciśnienia oraz wyznaczone natężenie przepływu.



Rys.6 Zarejestrowany przebieg zmian ciśnienia i wyznaczone natężenie przepływu

Przedstawione powyżej metody pomiaru natężenia przepływu nie nadają się do zastosowań eksploatacyjnych. W tym celu może zostać wykorzystana metoda ultradźwiękowa (rys.7).



Rys.7 Pomiar natężenia przepływu metodą ultradźwiękową

W typowej wersji metody do wyznaczenia średniej prędkości przepływu, a w konsekwencji natężenia przepływu, wykorzystuje się pomiar czasu przejścia sygnału akustycznego pomiędzy głowicami ultradźwiękowymi.

$$t = \frac{L}{a \pm v \cdot cos\varphi}$$

Do wskaźnikowego/względnego pomiaru natężenia przepływu można wykorzystać różnicę ciśnień pomiędzy dwoma punktami odbioru ciśnienia w spirali. Natężenie przepływu jest proporcjonalne do pierwiastka tej różnicy ciśnień.

$$Q \propto \sqrt{\Delta p}$$

Bezwzględna wartość natężenia przepływu może być wyznaczona po wzorcowaniu inną metodą. Wówczas natężenie przepływu może zostać wyznaczone z zależności:

$$Q = k \cdot \Delta p^n$$

Znajomość mocy, spadu i natężenia przepływu pozwala na wyznaczenie sprawności. Podczas pomiarów często określa się sprawność hydrozespołu (sprawność brutto):

$$\eta = \frac{P_e}{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}$$

oraz sprawność turbiny (sprawność netto):

$$\eta_t = \frac{P_{mech}}{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n}$$

W praktyce elektrownianej często spotykane są pomiary drgań. Najczęściej mierzy się drgania wału oraz drgania obudów łożysk. Drgania obudów łożysk mierzy się za pomocą czujników/przetworników drgań bezwzględnych, głównie akcelerometrów. Do pomiarów drgań wału z reguły wykorzystuje się czujniki/przetworniki wiroprądowe mierzące drgania wału względem miejsca zainstalowania czujnika.

Jako miarę drgań wału przyjmuje się wartość międzyszczytową przemieszczeń drgań $S_{p\text{-}p}$:

$$S_{p-p} = \max(S) - \min(S)$$

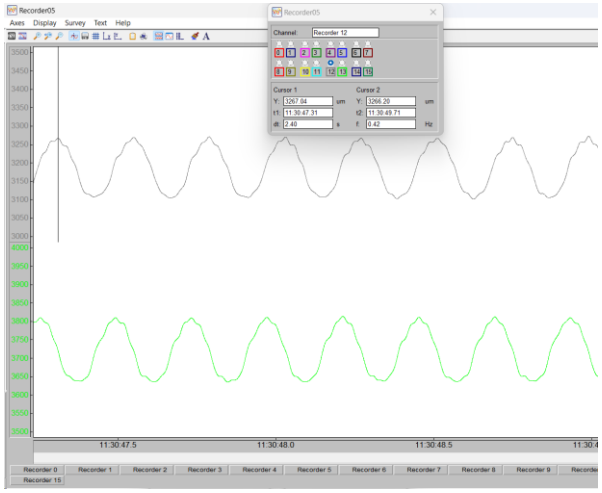
lub wartość maksymalnego promienia trajektorii wału z położenia równowagi (największego wychylenia z położenia średniego) S_{max}:

$$S_{max} = \max(S) = \max\left(\sqrt{S_X^2 + S_Y^2}\right)$$

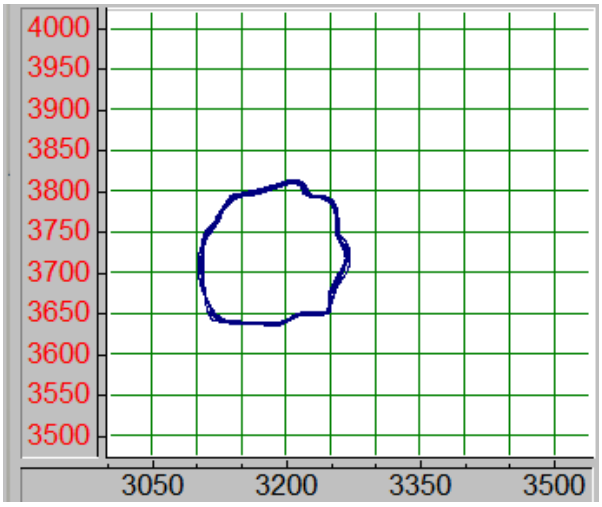
Przykład zainstalowanych czujników drgań wału przedstawiono na rys.8, zarejestrowanych przemieszczeń drgań wału na rys.9 oraz trajektorii na rys.10.



Rys.8 Zainstalowane czujniki do pomiaru drgań wału



Rys.9 Zarejestrowane sygnały drgań wału



Rys.10 Trajektoria wału

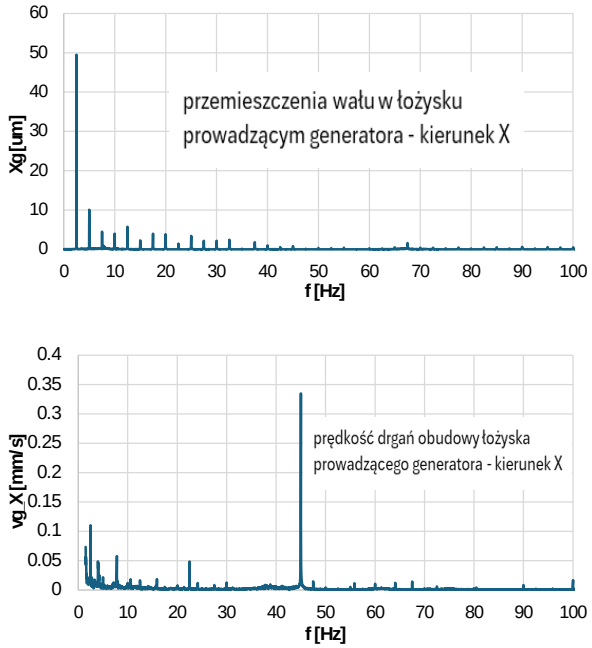
Miarą drgań obudów łożysk jest zwykle wartość skuteczna prędkości drgań:

$$v_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T v^2(t)dt}$$

W praktyce spotkać można również oczekiwania oceny drgań obudów łożysk w oparciu o wartość międzyszczytową przemieszczeń drgań. Związane jest to z zapisami wcześniejszych norm.

W przypadku parametrów drganiowych oprócz ich wartości istotna jest również ich zmiana w czasie. Znacząca zmiana wartości (w szczególności nagła) wskazuje na potrzebę analizy stanu technicznego hydrozespołu.

Do celów diagnostycznych często wykorzystuje się analizę widmową (częstotliwościową). Pozwala ona na uzyskanie informacji o składowych częstotliwościach występujących w analizowanym sygnale. Pozwala to na identyfikację źródła ewentualnych problemów. Przykładowa analiza widmowa została przedstawiona na rys.11.



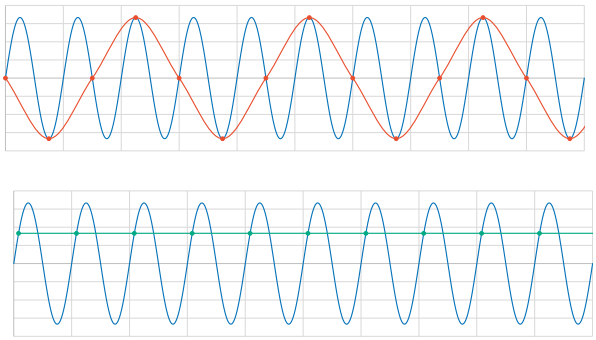
Rys.11 Przykład analizy częstotliwościowej przemieszczeń drgań wału oraz prędkości drgań obudowy łożska

Układ pomiarowy

Współcześnie pomiary odbywają się często z wykorzystaniem stosunkowo skomplikowanych układów pomiarowych. W ich skład wchodzą czujniki, przetworniki, układy dopasowania sygnałów, przetworniki A/C. Należy pamiętać, że prawidłowo wykonany pomiar wymaga odpowiedniego doboru wszystkich elementów toru pomiarowego. W szczególnych przypadkach o jakości pomiarów decydować może zastosowanie odpowiednich przewodów, czy nawet ich ułożenie. Kompletny tor pomiarowy powinien zapewniać odpowiedni zakres pomiarowy, dokładność, rozdzielczość. Niezbędne jest również zapewnienie odpowiedniego pasma przenoszenia oraz częstotliwości próbkowania i sposobu zapisu. Należy pamiętać, że błędy poczynione na etapie przygotowania układu pomiarowego mogą uniemożliwić uzyskanie wiarygodnych informacji, co więcej mogą doprowadzić do błędnych wyników i interpretacji. Jaskrawym przykładem błędu uniemożliwiającego prawidłową interpretację pomiarów jest zjawisko aliasingu. Nieprawidłowo dobrana częstotliwość próbkowania sygnału może prowadzić do błędnej identyfikacji częstotliwości. Zjawisko to zostało zobrazowane na rys. 12, gdzie w wyniku zbyt małej częstotliwości próbkowania obserwujemy sygnał o zaniżonej częstotliwości, czy wręcz o stałej wartości.

Niepewność pomiarowa

Celem pomiarów jest odwzorowanie rzeczywistości. Należy jednak mieć świadomość ograniczeń związanych z pomiarami. Otrzymany wynik jest pewnym przybliżeniem prawdziwej wartości wielkości mierzonej. Jakość tego przybliżenia wynika z zastosowanych metod pomiarowych, zastosowanych urządzeń pomiarowych, ich dokładności, sposobu montażu, czy uwarunkowań związanych z obiektem, którego dotyczą pomiary.



Rys.12 Zjawisko przekłamania częstotliwości w wyniku zbyt niskiej częstotliwości próbkowania

W celu oceny wiarygodności uzyskanych wyników dokonuje się oceny niepewności pomiarowej. Jest to pojęcie zbliżone do używanego wcześniej (i bardziej intuicyjnego) pojęcia błędu pomiarowego. Jednakże z formalnego punktu widzenia do określenia błędu pomiarowego niezbędna jest znajomość wartości prawdziwej, która zawsze pozostaje nieznana.

Znaczenie niepewności pomiarowej nabiera szczególnego znaczenia w przypadku oceny dotrzymania parametrów deklarowanych/gwarantowanych. Zapisy normatywne wskazują, że wyniki poniżej wartości deklarowanych lecz mieszczące się w pasmie niepewności pomiarowej należy traktować jako spełniające zapisy deklaracji.

Przywołania

1. *PN-EN 60041:1999; Badania odbiorcze przeprowadzane w warunkach eksploatacyjnych celem określenia hydraulicznych parametrów ruchowych turbin wodnych, pomp zasobnikowych i turbin odwracalnych*
2. *IEC 62006:2010; Hydraulic machines - Acceptance tests of small hydroelectric installations*
3. *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

Autor

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.

5.2 Extended field measurements for condition assessment and potentially expanded operating range of hydropower units

Halvard Bjørndal,
Chief Engineer Machinery

Norconsult
Kjørboveien 22, 1337 Sandvika, Norway
e-mail: halvard.bjorndal@norconsult.com

Abstract

This paper presents introduction to a methodology for advanced condition assessment based on extended field measurements performed on hydropower units under operational conditions.

The methodology combines multi-channel high frequency data acquisition of hydraulic, mechanical and electrical parameters together with operational data form the plant control system (SCADA).

Case studies demonstrate the application of the methodology to detect and propose measures against hydraulic resonance, flow instabilities in draft tube, electrical faults in the generator and other abnormal conditions.

The methodology is used to distinguish between hydraulic, mechanical, electromagnetic forced acting in the unit, both static and dynamic. This reduces potential sources of fault conditions, making it easier to identify the root cause of the problem.

Introduction

This paper gives an introduction to how extended field measurements can be used to detect faults in hydropower units under operational conditions. Methodology for assessing whether a hydropower unit can be operated outside its normal operating range will also be reviewed. It presents hydropower dynamics general and gives an overview over how multi-channel instrumentation and analysis can be performed.

Norconsult has performed extended field measurements since 1982 on more than 350 different units, and the measurement results have been collected in an in-house database. In this article we present some examples of faults detected using this methodology.

Norconsult's problem-solving philosophy

First attempt is to understand or get an idea of the problem based on information from the plant owner. This involves examining existing knowledge from drawings, operational data from SCADA and other sources, commissioning reports and information from plant operators.

Then a field-testing campaign is planned and performed where Norconsult is combining signals from existing plant instrumentation (via galvanic signal isolators) with additional Norconsult instrumentation temporarily installed, testing at different load conditions to isolate and reveal the problem. All signals are connected into Norconsult tailor made data acquisition and analysis unit, up to 64 signals, where each signal can be measured up to 4000 times per second.

The same highly skilled specialist is performing the test, adjusting the test program if needed and analysing data. The reason for this is that experience has shown that test programs or measurement signals often need to be adjusted during the process in order to isolate and identify the problem.

A preliminary analysis is performed before leaving the site, while the detail analysis is carried out after returning to our office, thereby minimizing plant outage time.

A typical measurement requires one day unit outage time, where the unit is tested at different loads and start/stop. In addition, typical one day preparation time where temporary instrumentation and cabling is prepared without disturbing production.

Reference [1] and [2] provides detailed descriptions of some diagnostic techniques that may be used.

Typical parameters investigated

- Operational data (Load, speed, temperatures etc)
- Electric (power, excitation, flux, partial discharge)
- Mechanical (deflection, vibration, air gap, stress)
- Hydraulic (dynamic and static pressure, flow)

The following chapters will present some examples of errors and abnormal behaviour that we have uncovered by adapting this methodology.

A lot of money even with little water flow

This example is from a Kaplan unit in Hofsfoss Power Plant, with gross head 27 mWc and P_{max} 28 MW.

The original operational limitations regarding minimum flow (load) for the unit led to shut down in wintertime in periods with little water flow. The owner. Å Energi, wanted to challenge this limitation.

Norconsult performed shaft vibration, bearing housing/structure vibrations and dynamic pressure measurements in the low load area. Analysis of the measurements revealed that the stress on the unit was within acceptable levels with minimum risk for damage, and the operational limitations could be removed.

Based on this, the plant owner, Å Energi, started to operate the unit over the entire load range and gained [3]

- 5122,94 MWh in additional production
- ≈20 million NOK (≈1.85 mill EUR) in additional revenue
- No signs of damage on the unit (resulting from low-load operation) upon inspection.

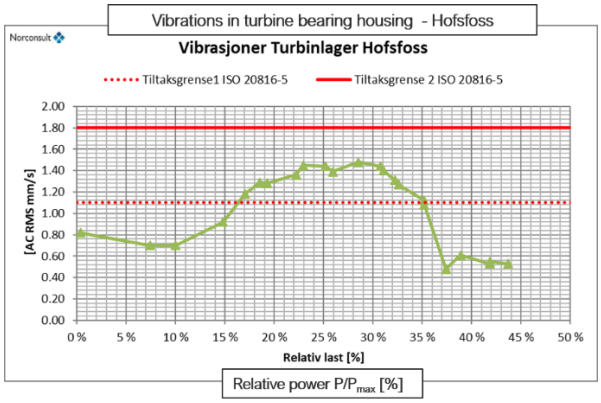


Figure 1 Vibrations at low load – Hofsfoss Power Plant

Pressure oscillations due to hydraulic resonance at certain load ranges

On certain occasions, strong pressure pulsations and vibrations occurred between 95% and 98% of maximum power in a Francis unit.

Measurements combined with theoretical analysis revealed that this was caused by draft tube vortices at load above best efficiency point, which trigger hydraulic resonance at the natural frequencies of both the pressure shaft (3 order) and the draft tube (1 order).

Testing also showed that this only started if the unit was rapidly uploaded into this area. **Figure *2*** shows how the unit is uploaded, then it takes some time to develop the instabilities, which then become self-excited until the amplitude becomes large enough for damping and system losses to limit any further amplitude increase. Hydraulic resonances typically have this behaviour with a tendency of lock-in when it has become excited over a threshold level or for a sufficiently long period. Reference [4] and [5] provides a more detailed explanation of this phenomenon.

The advice to the plant owner in this case becomes to ramp up quickly to maximum power, then slowly ramp down to the desired power setpoint to obtain stable operation.

In addition, an automatic alarm was arranged, triggered if strong pressure pulsations in draft tube should occur. The operators are then alerted and must adjust load setpoint manually out of the affected area.

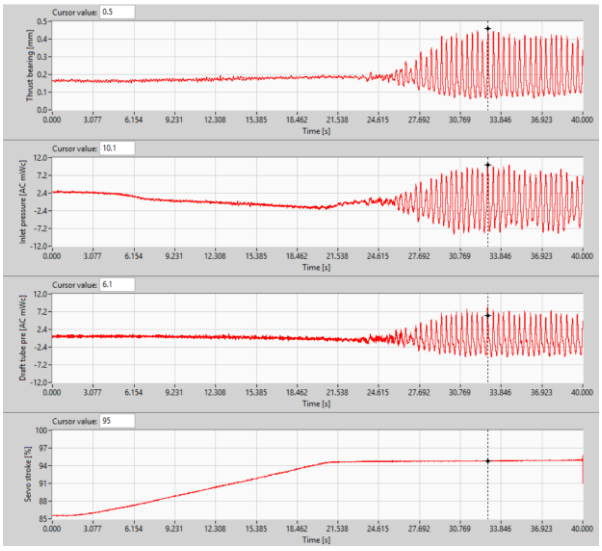


Figure 2 Pressure oscilations due to hydraulic resonance

Draft tube flow instability during up and downloading of a Kaplan unit

A powerplant in USA with many large Kaplan units (> 70 MW) experienced heavy vertical impact on the generator thrust bearing during up and downloading at around 30% load (opening of the runner blades started at around 65% load, as there was no need for combination at lower loads, given the many units in the powerhouse that could be started/stopped). The plant controls had tried to minimize the impact by setting the control system ramping speed low to 0.7%/s, in order to move slowly through this range.

Field tests revealed that the source of the impact in the unit was two vortices (possibly three) in the draft tube, which collapsed to a single vortex at higher part load, creating a large pressure transient hitting the runner. Pressure measurements on the draft tube wall recorded at pressure transient of ≈50% of the unit net head.

Vortex in the draft tube is normal behaviour at part load in a Kaplan unit until the load has reached the combination area where the flow through the guide vanes strikes the runner blade at the optimal angle. At minimum load, the flow in the unit is predominantly chaotic, and the vortices need time to build up when passing through the part load area.

Based on this we increased the ramping speed to 4%/s, which was the maximum speed to maintain acceptable pressure surges in the water conduit. When uploading the unit after the ramping speed increase, the vortex development was suppressed, and no heavy vertical impact was observed on the thrust bearing as shown in **Figure *3***. Increased download speed reduced the impact significantly but was not able to remove the phenomenon completely.

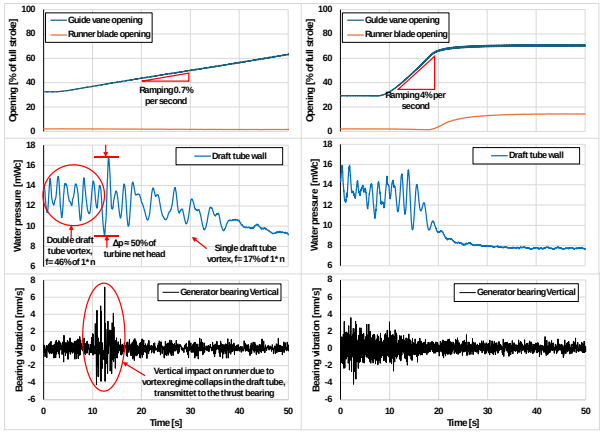


Figure 3 Pressure transient during unit uploading

Abnormal rapid vibration increase in a reversible pump turbine

A reversible pump turbine showed abnormal rapid vibration increase in the lower generator guide bearing in pumping mode. This only occurred in pumping mode, in turbine mode the behaviour was normal.

Dynamic measurements of load, magnetic flux, shaft vibrations and structural vibrations was performed. Figure 4 shows variation in shaft vibration over time and unit power in pump mode. The green circles also show how the shaft moves within the lower guide bearing, both in turbine and pumping mode, with the black circle indicating nominal bearing clearance. The rotor pole flux measurements show that the magnetic field from pole #4 was significantly weaker than the other poles when high shaft vibrations were observed.

Combining all the measurements of load, magnetic flux, shaft vibrations and structural vibrations revealed that this was due to a combination of:

- Short circuit in one rotor pole, occurred only in pumping mode, due to dynamic bending of a pole and thermal expansion – Manual inspection revealed that a pole interconnection was located too close to a colling rib
- Larger than nominal bearing clearance (Shaft deflection was above the nominal clearance)
- Some bearing misalignments

These faults were then corrected, and the unit thereafter operated normally also in pumping mode.

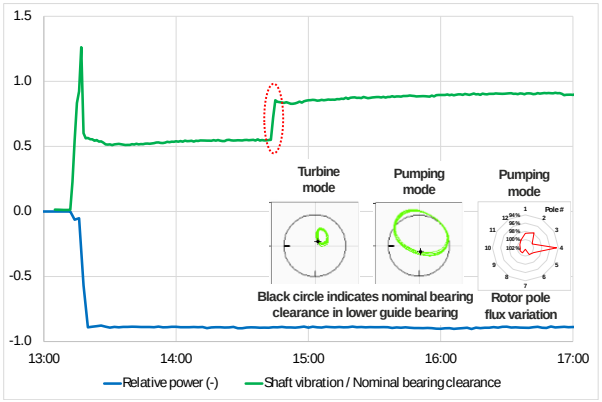


Figure 4 Abnormal rapid vibration increase in pump mode

Various faults causing increased imbalance

When there is increased imbalance in a unit, the first thought is often to order a new mechanical balancing. This should be avoided until the cause of the imbalance is known, as mechanical rebalancing could mask another serious type of fault in the unit.

Causes of unbalance in a hydropower unit:

- Mechanical unbalance
- Magnetic unbalance in the generator
- Hydraulic imbalance in the turbine runner
- Operation close to a critical speed can be perceived as an imbalance.
- Bent shaft or uneven shaft heating can be misinterpreted as unbalance

Figure *5* indicates how to distinguish the different types of unbalance by systematically varying the load, excitation and rollout to stop when observing changes in shaft vibration

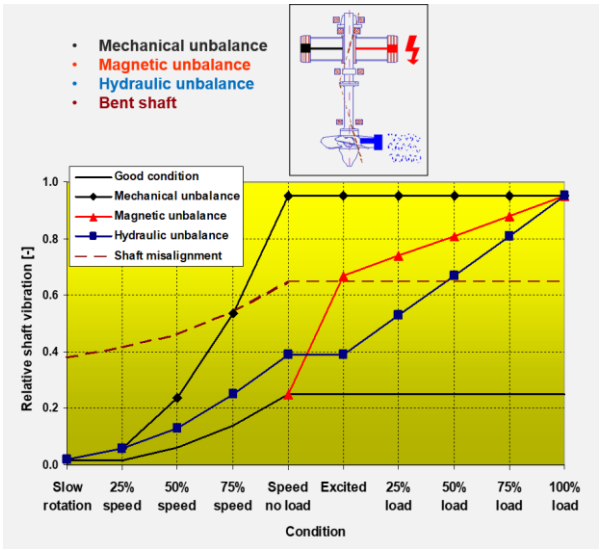


Figure 5 Shaft vibration caused by various unbalance sources

Turbine hydraulic efficiency measurements

Hydraulic efficiency measurements represent an important tool to optimize turbine operation and to evaluate the turbine deterioration as input to rehabilitation planning and potential upgrade assessment. Based on turbine type, head and size, measurement methods are selected and combined:

Measurement methods
that can be used and combined are:

- Thermodynamic
  - nominal minimum 100 mWc head,
  - lower head can be measured if agreed upon by all parties
- Pressure-time (Gibson)
- Current-meter flow
- Index (Winter- Kennedy) – relative measurements
- Head loss measurements in p enstocks, tunnels, valves
- Runner blade/Guide vane combination tests, for Kaplan and bulb turbines

The result of three efficiency tests of an anonymized turbine refurbished after 16 years of operation, is shown in **Figure *6***; Original turbine efficiency, efficiency before refurbishment, and after refurbishment.

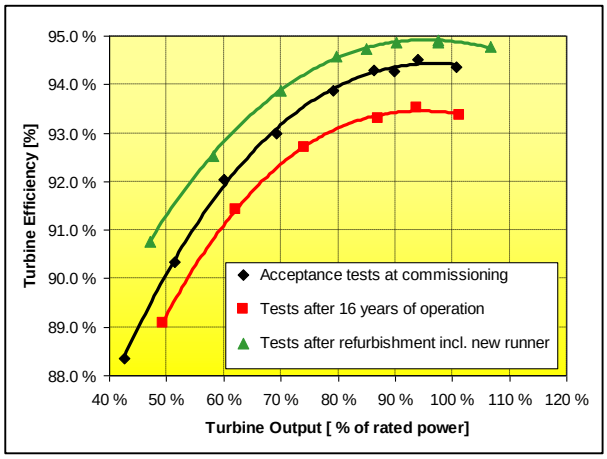


Figure 6 Turbine efficiency– original runner, after 16 year operation and after refurbishment with new runner

Strain gauge measurements on turbine runners

If cracks appear in the turbine runners, or there is otherwise abnormally unstable operation it may be useful to perform stress measurements on the runner itself, during operation.

Stress levels in the turbine runner during operation can be measured by installing strain gauges on high stress area in the runner which then is covered with epoxy. The strain gauges are connected to a waterproof data logger in the runner hub, containing signal amplifiers, data logger, batteries and a real time clock, see **Figure *7***.

Strain gauge measurements give both static and dynamic stresses, simultaneous registration of the servo stroke gives a correlation with the unit load and pressure in draft tube and spiral casing indicate static and dynamic forces acting in the turbine.

The measured stress variations are analysed as a function of load and speed, showing:

- Maximum stress width
- Dominating frequencies
- Fatigue stress cycles (Rain-flow)
- Estimate of the natural frequencies in the runner during operation

Pressure wakes from behind the guide vanes hitting the runner blade inlet (Rotor- Stator-Interaction) at high load give the highest stresses in high head units and reversible pump turbines.

Pressure pulsations due to whirl and flow instabilities at part load in runner channels and draft tube create the highest stresses in low head units, see Figure 8.

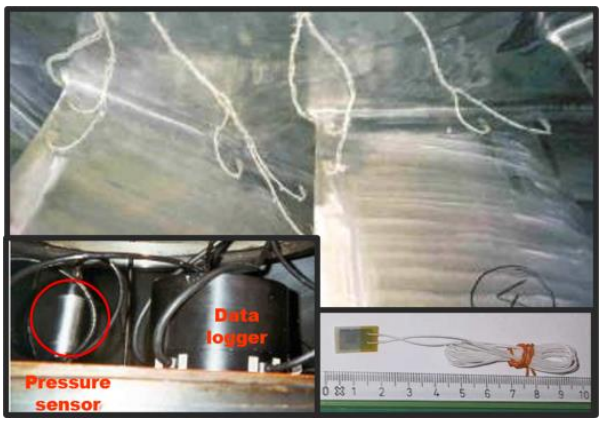


Figure 7 Picture of strain gauge installation and data logger in a Francis runner

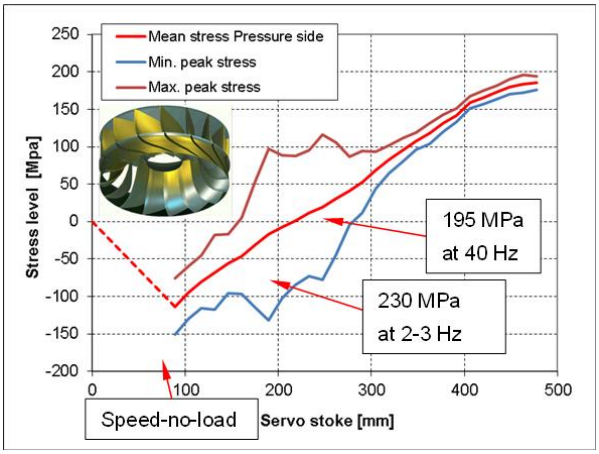


Figure 8 Stress variations versus load in a low head Francis

Final remarks

Control systems (SCADA) are designed to operate the plant safely and shut it down if a critical failure occurs - not to detect gradual deterioration long before the situation becomes critical.

Periodically, once or twice per year, a condition assessment of the available control system data should be performed, combined with visual inspections, to detect any sign of deterioration. Detecting trend changes in measured parameters can be done by AI, but a skilled engineer is still required to identify the root cause and assess the necessary measures.

If a problem arises in the power plant, observe the unit behaviour while systematically varying the operating parameters - for example, load, hot to cold unit, excitation and starts and stops. Add extra sensors and high-speed logging if required

"Normal operating range", as defined in [6], indicated for some turbine types in Figure 9 below, for a unit may be challenged, which can generate increased revenue. Based on thorough investigations and testing, the operational limitations can be extended—either to unrestricted operation or to a limited number of operational hours per year.

When ordering new turbines or runners, inform the supplier of the operating ranges you primarily intend to use - such as maximum load, peak efficiency, or the widest possible operating range - not only nominal head and power (flow). The turbine supplier thus has the opportunity to adjust the design to better suit your needs.

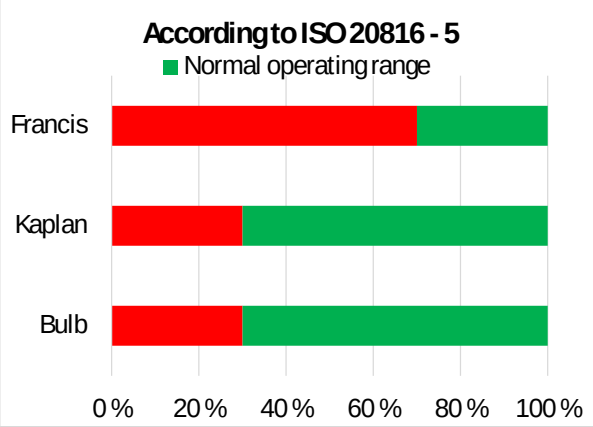


Figure 9 Normal operating range according to ISO 20816-5

References

1. **ISO:** *ISO 13373-7:2017 Condition monitoring and diagnostics of machines — Vibration condition monitoring, Part 7: Diagnostic techniques for machine sets in hydraulic power generating and pump-storage plants*, 2017
2. **Bjørndal H.:** *Hydropower condition examination by advanced field measurements – What can be detected*, Hydro Power Conference, Three Gorges, China, 2004
3. **Rud L.D, Reynaud A.:** *Don't let the water slip by – even a small amount of water can drive a turbine! (in Norwegian: Ikke slipp vannet forbi – selv lite vann kan drive en turbin!)* Produksjonsteknisk konferanse (PTK), Trondheim, Norway, 2023
4. **Dörfler et.al:** *Flow-Induced Pulsation and Vibration in Hydroelectric Machinery*, Springer London, 2012 ISBN: 978-1-4471-4251-5 https://www.springer.com/gp/book/9781447142515
5. **Farvel Et,al.:** *Hydro-acoustic resonance behavior in presence of a precessing vortex rope: observation of a lock-in phenomenon at part load Francis turbine operation*, IOP Conference Series Earth and Environmental Science, December 2014
6. **ISO:** *ISO 20816-5:2018 Mechanical vibration — Measurement and evaluation of machine vibration, Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pump-storage plants*, 2018

Author

Halvard Bjørndal, MSc, graduated in 1990 in mechanical engineering from Norwegian University of Science and Technology. Thirty-five-year experience with heavy rotating machinery with main focus on hydropower units. Extensive experience from plant commissioning, advanced field measurements and condition analysis of hydropower units, pumps, gas turbines and centrifugal gas compressors, combined with special skills in applying advanced theoretical knowledge and laboratory technologies directly on full size machinery located in field.

5.3 System do pomiaru przecieków przez kierownice turbin wodnych

Artur Maurin, Waldemar Janicki

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

Adam Adamkowski

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

Streszczenie

Szczelność urządzeń zamykających przepływ w elektrowniach wodnych, takich jak kierownice łopatkowe turbin, jest kluczowa dla bezpiecznej eksploatacji maszyn. Od tego parametru bezpośrednio zależą straty energetyczne podczas postoju hydrozespołów oraz rzetelna ocena ich stanu technicznego. Klasyczne metody wyznaczania natężenia przecieków bywają kłopotliwe z uwagi na konieczność dodatkowego szacowania nieszczelności zasuwy wlotowej rurociągu. Autorzy opracowali innowacyjną metodę, która eliminuje potrzebę odrębnego określania dopływu wody z góry. Opiera się ona na jednoczesnym pomiarze różnicy ciśnień po obu stronach zamkniętej kierownicy oraz analizie ubytku objętości wody w obszarze kontrolnym. Dążąc do automatyzacji badań, przewidziano trzy warianty wdrożeniowe technologii: usługę pomiarową, aplikację dedykowaną dla służb eksploatacyjnych oraz zintegrowany system pomiarowy bazujący na architekturze Raspberry Pi 5. Prace te mają na celu podniesienie gotowości technologicznej z poziomu TRL6 do TRL7.

Wprowadzenie

Elektrownie wodne wyposażane są w różnorodne urządzenia zamykające przepływ, m.in. zasuwy awaryjne na ujęciach wody oraz zawory odcinające i kierownice łopatkowe turbin. Ich głównym zadaniem jest zapewnienie bezpiecznej eksploatacji. Wymogiem fundamentalnym jest ich dobra szczelność w warunkach całkowitego zamknięcia, bowiem rzutuje ona nie tylko na straty energetyczne generowane podczas postoju hydrozespołów, ale również na żywotność i ogólny stan techniczny maszyn.

Do określenia natężenia przepływu przez zamkniętą kierownicę tradycyjnie stosuje się technikę opartą na rejestracji obniżania się poziomu wody w cylindrycznym odcinku rurociągu lub wieży ciśnień [1, 2]. Zasadniczym mankamentem tego klasycznego podejścia jest konieczność znajomości natężenia dopływu wody wynikającego z nieszczelności zasuwy wlotowej. Odrębny pomiar tego zjawiska z reguły wiąże się ze znacznymi trudnościami wdrożeniowymi (np. wynikającymi ze zmiany szczelności samej zasuwy po jej każdorazowym uniesieniu i opuszczeniu) i jest obarczony dużą niepewnością.

Mając to na uwadze, w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN opracowano nową, autonomiczną metodę pomiaru. Badania opisane w niniejszym referacie stanowią rozwinięcie prac autorów [1] związanych m.in. z wyznaczaniem przepływów metodą Gibsona [4]. Obecnym celem prowadzonych działań jest automatyzacja tej diagnostyki oraz jej komercjalizacja poprzez stworzenie dedykowanych rozwiązań sprzętowo-programowych.

Podstawy teoretyczne opracowanej metody

Nowe podejście polega na jednoczesnym pomiarze ciśnienia po obu stronach zamkniętej kierownicy i wykorzystaniu praw zachowania masy we wnęce obszaru kontrolnego.

Zgodnie z zasadą zachowania masy można zapisać równanie bilansu:

$$q - \frac{dV}{dt} = Q_l$$

gdzie:

q – oznacza natężenie przecieków przez zamknięcie na ujęciu wody z góry (dopływ wody do objętości kontrolnej),

Ql – natężenie przecieków przez zamknięte łopaty kierownicy turbiny,

ΔV / Δt – pochodna zmiany objętości wody w obszarze kontrolnym w czasie.

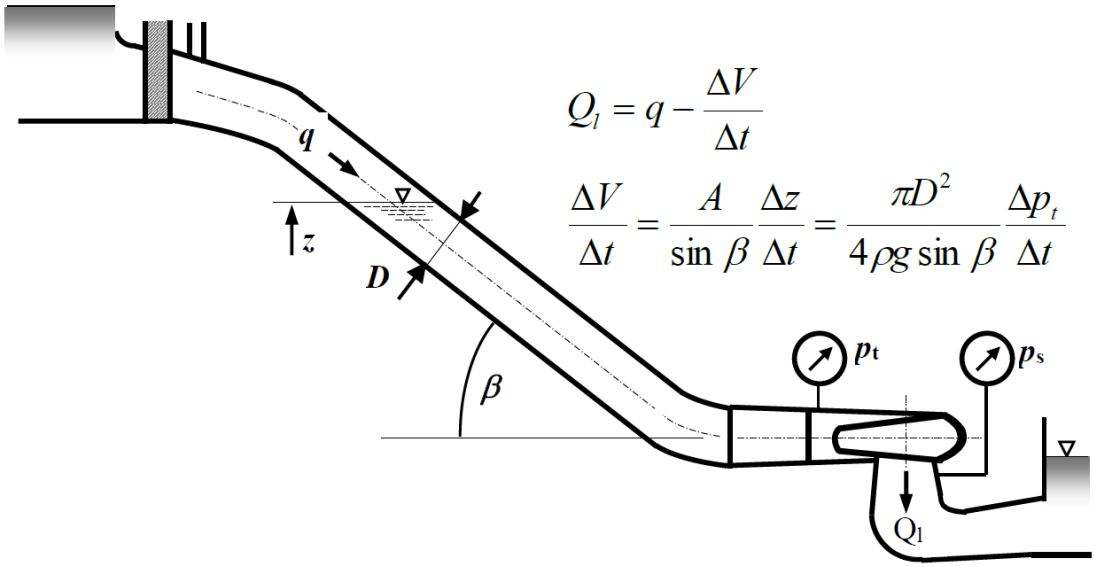
Pochodną zmian objętości w czasie (ΔV / Δt) można obliczać numerycznie na podstawie pomiarów ciśnienia oraz parametrów geometrycznych rurociągu, korzystając z następującej zależności (Rys. 1):

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = \frac{A}{\sin\beta}\frac{\Delta z}{\Delta t} = \frac{A}{\rho g \sin\beta}\frac{\Delta p_t}{\Delta t}$$

gdzie: A to pole przekroju poprzecznego przewodu, β to kąt pochylenia rurociągu, ρ to gęstość wody, g to przyspieszenie ziemskie, a pt to ciśnienie przed kierownicą (np. w spirali turbiny).

Z podstaw dynamiki płynów wynika, że natężenie przepływu przez szczeliny (Ql) jest proporcjonalne do pierwiastka z różnicy ciśnień po obydwu stronach kierownicy (pt – ciśnienie przed, ps – ciśnienie za kierownicą). Można to zapisać wzorem:

$$Q_l = a\left(p_t - p_s\right)^{0.5}$$



Rys. 1 Schemat obrazujący technikę pomiaru przecieku przez zamkniętą kierownicę
(Ql – natężenie przepływu przez zamkniętą kierownicę , q – dopływ przez zasuwę, V – objętość wody, t - czas).

Kluczowym elementem metody jest wyznaczenie współczynnika proporcjonalności "a". Dokonuje się tego za pomocą analizy numerycznej zebranych danych z przetworników. Wykreślając zarejestrowaną zależność ΔV/Δt w funkcji pierwiastka różnicy ciśnień (pt - ps)0.5, uzyskuje się układ punktów, który można przybliżyć metodą najmniejszych kwadratów za pomocą prostej y = a*x + c.

Współczynnik kierunkowy prostej ("a") pozwala na bezproblemowe wyliczenie natężenia przecieku przez kierownice dla warunków dowolnego, założonego spadu elektrowni (Rys. 2). Z kolei z wartości wyrazu wolnego ("c") można wyznaczyć wielkość uciążliwego w klasycznych metodach dopływu wody z góry (q = -c).

Uwarunkowania metrologiczne i algorytmiczna obróbka sygnałów pomiarowych

Warunkiem koniecznym do rzetelnej implementacji przedstawionego modelu matematycznego jest precyzyjna parametryzacja właściwości fizycznych środowiska pomiarowego. Ze względu na wysoką wrażliwość metody na błędy wyznaczenia spadków ciśnień oraz zmian objętości, zrezygnowano z wykorzystywania uśrednionych stałych tablicowych. Opracowany algorytm numeryczny dokonuje przeliczeń wielkości fizycznych w oparciu o wytyczne normy IEC 60041. Gęstość wody (ρ) określana jest dynamicznie w funkcji temperatury oraz ciśnienia statycznego układu. Równolegle, układ przelicza lokalną wartość przyspieszenia ziemskiego (g), wprowadzając poprawki korekcyjne uzależnione od szerokości geograficznej obiektu oraz jego wysokości rzędnej nad poziomem morza. Minimalizacja początkowych błędów systematycznych na etapie wprowadzania warunków brzegowych ma fundamentalne znaczenie dla końcowej wariancji wyników.

Zasadniczym wyzwaniem analitycznym w przedstawionej metodzie jest numeryczne wyznaczenie pochodnej ubytku objętości wody w czasie (ΔV/Δt). W warunkach rzeczywistych obiektów hydroenergetycznych, surowy sygnał ciśnieniowy obarczony jest szumem pomiarowym o zróżnicowanej dystrybucji częstotliwościowej, wynikającym m.in. z drgań rurociągu, propagacji fal akustycznych w wodzie oraz szumu własnego przetworników. Wyznaczenie pochodnej z tak zaszumionego sygnału metodą ilorazów różnicowych prowadzi do znacznej amplifikacji błędów. Z tego względu zastosowano podejście oparte na identyfikacji optymalnego okna czasowego (reprezentującego stabilny proces obniżania się zwierciadła cieczy) oraz globalnej aproksymacji liniowej zbioru danych. Zastosowanie metody najmniejszych kwadratów pozwala na efektywną filtrację zakłóceń o wysokiej częstotliwości i wyznaczenie stabilnego estymatora współczynnika kierunkowego (reprezentującego przewodność hydrauliczną nieszczelności kierownicy) oraz wyrazu wolnego (izolującego dopływ z nieszczelnej zasuwy awaryjnej).

Implementacja sprzętowa w architekturze systemów wbudowanych

Dążenie do automatyzacji badań oraz uniezależnienia procedury od każdorazowej konfiguracji laboratoryjnych układów akwizycji danych (DAQ) doprowadziło do opracowania dedykowanej jednostki sprzętowej. Konstrukcję systemu pomiarowego oparto na architekturze komputera jednoukładowego SBC (Single-Board Computer) z rodziny Raspberry Pi 5. Zastosowanie wydajnego procesora w architekturze ARM pozwala na lokalne przetwarzanie danych z ominięciem chmury obliczeniowej. Takie rozwiązanie gwarantuje determinizm czasowy analizy oraz umożliwia natychmiastową prezentację wyznaczonych współczynników przecieku zaraz po zakończeniu zjawiska opadania zwierciadła wody.

W celu spełnienia rygorystycznych wymogów metrologicznych, jednostka obliczeniowa została zintegrowana ze specjalizowanym modułem analogowo-cyfrowym (ADC) o wysokiej rozdzielczości bitowej. Parametr ten jest kluczowy do poprawnego kwantowania niewielkich

zmian ciśnienia hydrostatycznego w rurociągu. Przetworniki ciśnienia absolutnego (lub różnicowego) komunikują się z jednostką centralną z zachowaniem odpowiedniego stosunku sygnału do szumu (SNR).

Z punktu widzenia eksploatacji w obiektach przemysłowych, krytycznym aspektem architektonicznym systemu jest zapewnienie autonomii energetycznej. System wyposażono w zasilanie buforowe oparte na ogniwach akumulatorowych. Izolacja galwaniczna oraz uniezależnienie od zakładowej sieci potrzeb własnych zabezpiecza proces pomiarowy przed skutkami fluktuacji napięcia, przepięć łączeniowych oraz zaników zasilania, które są nieodłącznym elementem pracy rozdzielni w trakcie postojów remontowych hydrozespołów.

Analiza niepewności pomiarowej i wrażliwości algorytmu

W proponowanym rozwiązaniu ciężar niepewności przenosi się na precyzję aparatury rejestrującej. Z tego względu, w zintegrowanym systemie opartym na architekturze Raspberry Pi 5, krytyczny jest dobór przetworników ciśnienia o odpowiedniej klasie dokładności (rekomendowany błąd nieliniowości i histerezy ≤0,1% pełnej skali) oraz przetworników analogowo-cyfrowych o minimum 16-bitowej rozdzielczości z programowalnym wzmocnieniem sygnału (PGA). Pozwala to zminimalizować błąd kwantyzacji sygnału.

Kolejnym źródłem niepewności jest identyfikacja pola przekroju poprzecznego (A) oraz kąta pochylenia rurociągu (β). Należy podkreślić, że parametry te występują w modelu matematycznym w pierwszej potędze, co oznacza, że ewentualny błąd inwentaryzacji geometrycznej rurociągu przenosi się na wynik końcowy liniowo. Największa wrażliwość algorytmu dotyczy jednak procedury numerycznego różniczkowania sygnału ($\Delta V/\Delta t$). Gwałtowne fluktuacje ciśnienia w rurociągu (szum procesowy) mogą prowadzić do lokalnych niestabilności pochodnej. Zastosowana w oprogramowaniu globalna aproksymacja liniowa (metoda najmniejszych kwadratów) całego zbioru punktów pomiarowych pełni w tym przypadku rolę optymalnego filtru dolnoprzepustowego. Rygorystyczne testy algorytmu na danych rzeczywistych wykazały, że współczynnik determinacji (R2) dla wyznaczanych krzywych regresji przekracza wartość 0,98, co świadczy o wysokiej stabilności estymatora i poprawności przyjętego modelu fizykalnego.

Diagnostyka predykcyjna i optymalizacja gospodarki remontowej

Separacja strumienia przecieku przez łopatki kierownicy (Ql) od dopływu z góry (q) dostarcza zobiektywizowanych danych diagnostycznych. Straty wody generowane podczas postoju w rezerwie, nawet przy relatywnie niskich wartościach jednostkowych przecieku, w skali rocznego cyklu eksploatacji przekładają się na wymierne straty potencjału wytwórczego elektrowni. Możliwość przeliczenia wyznaczonego współczynnika proporcjonalności na dowolny spad brutto ułatwia bilansowanie strat energetycznych. Wdrożenie zautomatyzowanego algorytmu, czy to w formie dodatku do systemów SCADA, czy autonomicznego rejestratora, umożliwia transformację strategii utrzymania ruchu. Rejestracja parametrów szczelności w ujęciu długoterminowym pozwala na estymację krzywej degradacji układów uszczelniających. Obserwacja trendu zmian współczynnika przecieku daje inżynierom podstawy do prognozowania momentu, w którym spadek sprawności układu zamykającego przekroczy dopuszczalne wartości graniczne. Przesunięcie paradygmatu z napraw planowych (wykonywanych w sztywnych interwałach czasowych) na naprawy determinowane rzeczywistym stanem technicznym optymalizuje koszty operacyjne oraz zwiększa współczynnik gotowości technicznej hydrozespołów.

Warianty wdrożeniowe i komercjalizacja technologii

Wychodząc naprzeciw zróżnicowanym potrzebom inżynieryjnym rynku hydroenergetycznego, rozwiązanie zostało przekształcone w trzy warianty implementacji. Mają one na celu uproszczenie i zautomatyzowanie całego procesu diagnostycznego:

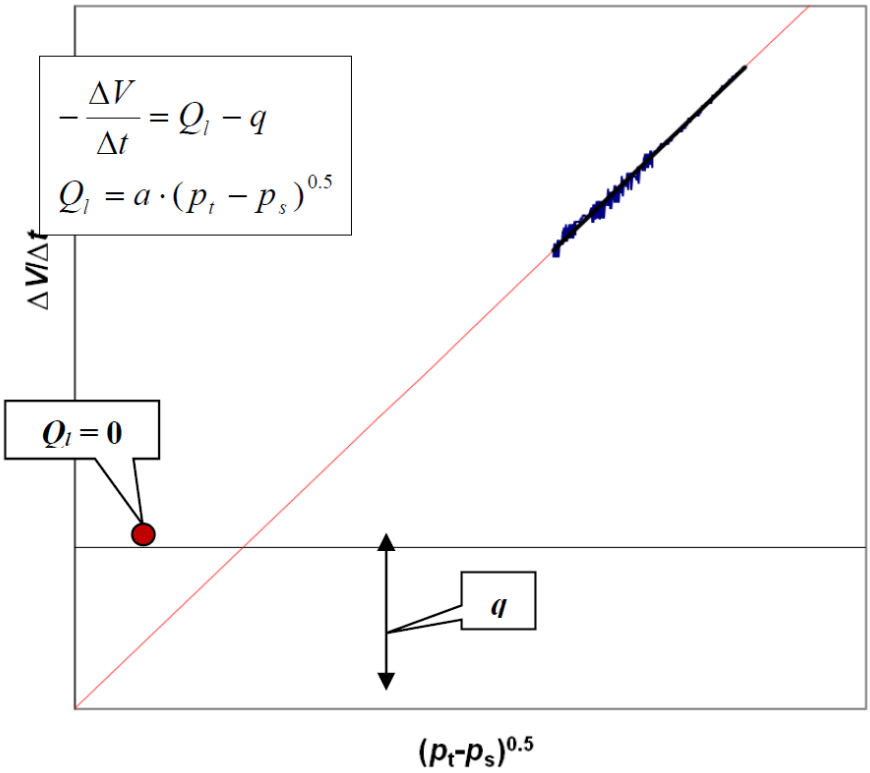
1. Usługa (Aplikacja uniwersalna) – kompleksowe, w pełni konfigurowalne oprogramowanie analityczne. Pozwala ono na zdefiniowanie dowolnych stałych fizycznych i geometrycznych specyficznych dla danej elektrowni. Rozwiązanie to jest dedykowane zespołom inżynieryjnym i jednostkom naukowym, które prowadzą gościnne pomiary diagnostyczne z wykorzystaniem własnego sprzętu badawczego.

2. Aplikacja dedykowana – oprogramowanie wdrożeniowe stanowiące zamknięty, gotowy produkt. Zostaje ono zainstalowane bezpośrednio w infrastrukturze komputerowej konkretnej elektrowni (np. na komputerze operatora). Parametry konfiguracyjne rurociągu są w nim wpisane na stałe, co drastycznie upraszcza interfejs. Aplikacja analizuje dane ciśnieniowe zbierane przez zakładowe systemy SCADA, umożliwiając służbom eksploatacyjnym bezbłędne i całkowicie samodzielne monitorowanie przecieków.

3. Zintegrowany System Pomiarowy (hardware & software) – autonomiczna, dedykowana aparatura badawcza montowana na obiekcie. Podstawą sprzętową jest zasilany bateryjnie komputer pomiarowy zbudowany w oparciu o architekturę Raspberry Pi 5. System zintegrowany jest z precyzyjnymi przetwornikami ciśnienia, w pełni automatyzując proces akwizycji danych i natychmiastowo wyznaczając charakterystyki przecieku.

Podsumowanie

Przedstawiona metoda wyznaczania przecieków przez zamknięte łopatki kierownicy eliminuje fundamentalny problem odrębnego określania wielkości dopływu wody przez zamkniętą zasuwę. Dzięki matematycznemu oddzieleniu tego zjawiska od głównego pomiaru, uzyskuje się obiektywne i wysoce miarodajne wyniki stanu uszczelnień aparatury w elektrowni wodnej.



Rys. 2 Przykład zmian objętości wody w czasie wyznaczony w obszarze kontrolnym jako funkcja pierwiastka z różnicy ciśnień po obu stronach kierownicy

Regularne monitorowanie przecieków przy użyciu zaprezentowanych narzędzi pozwoli ograniczyć straty energetyczne i optymalizować planowanie remontów aparatury zamykającej elektrowni.

Podziękowanie

Przedstawione prace zostały wykonane w ramach realizacji zadania nr 1 Inkubator Rozwoju Projektu niekonkurencyjnego pn. Science4Business - Nauka dla Biznesu, nr FENG.02.05-IP.07-0002/24 umowa nr MNiSW/2025/DPI/256, dofinansowanego ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki na lata 2021-2027.

Przywołania

1. **IEC 60041:1991** – *Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines*. International Electrotechnical Commission.
2. **IEC 60041:1991 Annex A, B**: *Hydraulic measurements*. International Electrotechnical Commission.
3. **Adamkowski A., Janicki W.**: *Przecieki – Program do wyznaczania natężenia przepływu przez zamknięte łopatki kierownic turbin wodnych.* Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Nr arch. 438/2010., Gdańsk 2010.
4. **Gibson, N.R.**: (1923). *The Gibson method and apparatus for measuring the flow of water in closed conduits. Trans. ASME. Jan 1923, 45: 343-376.*

Autorzy

Artur Maurin, dr inż., ukończył Wydział Mechaniki i Budowy Maszyn Politechniki Gdańskiej w roku 2008. Zatrudniony w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku, w którym w 2016 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Zajmuje się m.in. zastosowaniem metody elementów skończonych, modelowaniem parametrycznym i optymalizacją, a także opracowywaniem i wykorzystaniem systemów pomiarowych w laboratoryjnych i terenowych badaniach maszyn wodnych oraz analizą uzyskanych wyników.

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.

Adam Adamkowski, prof. dr hab. inż., absolwent Instytutu Okrętowego Politechniki Gdańskiej. Od 1980 roku związany z Instytutem Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku, gdzie w 1989 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych, a w 2005 roku stopień doktora habilitowanego. W 2016 roku otrzymał tytuł profesora. Jego działalność naukowo-badawcza koncentruje się na stanach nieustalonych i uderzeniach hydraulicznych w układach przepływowych pomp, turbin wodnych i pompoturbin, a także na badaniach i diagnostyce dużych maszyn wodnych oraz rozwijaniu metod pomiarowych i obliczeniowych stosowanych w energetyce wodnej. Jest autorem i współautorem licznych publikacji naukowych oraz opracowań badawczych i eksperckich, a wyniki jego prac znalazły zastosowanie w energetyce wodnej w Polsce i za granicą.

5.4 Ultraviolet Detection of Corona Discharge for Condition Monitoring and Fault Diagnosis of Electrical Equipment at Hydropower Plants

Ievgen Zaitsev

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

Vladislav Kuchanskiy

Department of power-supply systems optimization,
The Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine
03056, Kyiv, Ukraine
e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com

Introduction

Reliable operation of electrical equipment is essential for the safety, stability, and availability of hydropower plants. High-voltage equipment is continuously exposed to electrical, thermal, mechanical, and environmental stresses that can cause insulation degradation and other developing faults. For hydro-generators, in particular, insulation condition is a major concern, and partial-discharge monitoring is an established approach for assessing stator-winding insulation and identifying developing degradation during operation [1].

Corona discharge generates ultraviolet (UV) radiation, which can be detected remotely without physical contact with energized equipment. In particular, solar-blind UV detection reduces the influence of solar background radiation and enables corona detection under daylight conditions [2] UV imaging also provides spatial information about the location of discharge activity and can be combined with digital image processing to determine its position and intensity [3].

Compared with conventional diagnostic methods, UV detection offers several advantages, including non-contact measurement, remote inspection, operation without equipment shutdown, and direct localization of discharge sources [4]. These features make UV monitoring suitable for condition-based maintenance of high-voltage electrical equipment.

However, reliable quantitative assessment requires stable characteristics of the optical and photodetection channels. Changes in detector sensitivity, optical components, temperature, and aging can affect measurement results. The proposed solution addresses this issue by introducing a reference optical radiation source for automatic calibration of the measurement channel and correction of image-processing parameters.

Therefore, this study investigates the application of UV corona-discharge detection for condition monitoring and fault diagnosis of electrical equipment at hydropower plants. The proposed approach can contribute to more accurate and reliable condition monitoring and the earlier identification of developing faults in electrical equipment at hydropower plants.

Corona Discharge Ultraviolet Detection: Features and Benefits for Fault Diagnosis

Ultraviolet detection provides a specific optical approach for identifying and characterizing corona discharge in high-voltage equipment. The principal advantage is the use of the solar-blind UV range (approximately 240–280 nm), where solar radiation at ground level is strongly suppressed by atmospheric ozone.

UV detection is inherently non-contact and directional, allowing discharge sources to be inspected from a safe distance without interrupting equipment operation. UV imaging can additionally determine the spatial location of discharge and, after appropriate image processing, provide characteristics such as discharge intensity, photon count, or luminous-area parameters [5].

An important diagnostic benefit is the possibility of detecting relatively weak discharge activity and tracking its development. UV imaging has therefore been applied to different high-voltage components, including insulation systems, transformer bushings, motors, generators, and other electrical equipment [5].

For quantitative fault diagnosis, however, UV measurements require consideration of observation distance, atmospheric conditions, detector sensitivity, and instrument calibration. These factors can influence the recorded UV signal and complicate comparison between measurements [6]. Consequently, calibrated UV measurements and appropriate signal processing are important for converting corona observations into reliable diagnostic information [3].

Review of the Corona Discharge Mechanism

The voltage-current characteristic shown in Fig. 2 illustrates the progression from weak ionization to partial/corona discharge and subsequently to spark and continuous discharge. From a diagnostic perspective, the transition toward stronger discharge activity is important because it can indicate increasing electrical stress. Monitoring the optical emission associated with this process can provide an additional diagnostic channel without direct electrical connection to the energized component.

The development of corona discharge is governed by the local electric-field strength and the ability of the surrounding gas to sustain ionization. When the electric field becomes sufficiently strong, electrons acquire enough energy to initiate impact ionization. The resulting multiplication of charge carriers produces localized ionization and intermittent discharge activity [7].

Fig. 1 shows a voltage applied across an air-insulated electrode. Depending on the applied voltage, this leads to a series of electrical events. Initially (from 0 to point A), as the voltage climbs, the current increases smoothly in response. However, in the next phase (from A to B), the current plateaus because the number of charge carriers (electrons and ions) doesn't change. If we push the voltage higher still, beyond point B, a process called "impact ionization" kicks in. This is where electrons gain enough energy to collide with air molecules, knocking out more electrons. The region between B and C is characterized by intermittent discharges like partial discharge and corona discharge, but the insulation is not yet fully compromised. Corona discharge is a localized phenomenon occurring near electrodes where the electric field is very strong; it often produces sound and a faint glow. Once the applied voltage surpasses point C, we see a spark discharge, indicating that the insulation has broken down, allowing a continuous flow of current.

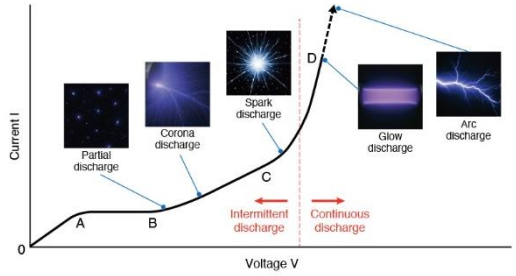


Fig. 1 Voltage-Current Characteristics of Partial Discharge and Other Discharge Types[7]

Optical Ultraviolet Detection tools: structure and principle of work

The system shown in Fig. 2, based on the detection and analysis of UV radiation in the range of 240–280 nm, allows to increase the localization of the discharge area and assess its relative intensity. To ensure the stability of quantitative measurements, the system uses a source of optical radiation, which compensates for changes in the sensitivity of the detector, optical path, temperature, contamination and aging of components. The obtained diagnostic indicators are compared with baseline or historical values, which ensures the detection of trends in the development of defects.

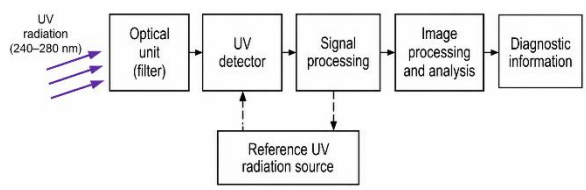


Fig.2 Structure of the ultraviolet detection system for corona discharge monitoring

For hydropower equipment, system can be used as portable device or as stationary continuous monitoring system, which allows repeated measurements to be made and takes into account the position of the object, operating mode, observation distance and measurement time.

Conclusion

Solar-blind UV detection provides a promising non-contact approach for monitoring corona discharge and early fault diagnosis of high-voltage electrical equipment in hydropower plants. The proposed approach enables remote localization of discharge activity during equipment operation, while calibration using a reference optical source improves measurement repeatability and supports reliable long-term condition monitoring.

References

1. **Punys P., Söderberg C., Söderlund T., Wänn A.**: *Strategic Study for the Development of Small Hydro Power (SHP) in the European Union*, ESHA/SERO/LHA, Brussels, 2007
2. **Pardauil A. C. N., Nascimento T. P., Siqueira M. R. S., Bezerra U. H., Oliveira W. D.**: *Combined Approach Using Clustering-Random Forest to Evaluate Partial Discharge Patterns in Hydro* Generators. Energies, 2020, Vol. 13, No. 22, 5992. DOI: 10.3390/en13225992.
3. **Hu Y., Liu K.**: *Inspection and Monitoring Technologies of Transmission Lines* with *Remote Sensing.* Elsevier, 2017, 515 p.
4. **Liu Y., Li Y., Geng J., Cui M., Huang S.**: *A consistency method of* discharge *detection results at solar-blind ultraviolet based on a radiation transmission model.* IET Science, Measurement & Technology, 2022, Vol. 16, No. 4, pp. 250–259. DOI: 10.1049/smt2.12100.
5. **Chen T., Yuan S., Li J., Xing S., Zhang H., Dong Y., Chen L., Liu P., Jiao G.**: *Image registration for a UV–Visible dual-band imaging system.* Optics and Lasers in Engineering, 2018, Vol. 105, pp. 209–218. DOI: 10.1016/j.optlaseng.2018.01.021.
6. **Komar G., Pischler O., Schichler U., Vieriu R.-L., Birchbauer J. A.**: *Performance of UV and IR Sensors for Inspections of Power Equipment.* Proceedings of the Nordic Insulation Symposium, 2019, No. 26. DOI: 10.5324/nordis.v0i26.3283.
7. **Hioki E.E. Corporation**: *What is Partial Discharge?* **Available** at: https://www.hioki.com/global/learning/electricity/what-is-partial-discharge.html

Authors

Ievgen Zaitsev, DSc. He is currently working at the Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine. Specializes in smart sensor for fault diagnosis system of energy equipment.

Vladislav Kuchanskiy, DSc. He is currently working at the Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine. Specializes in power-supply systems optimization.

.

MAŁE ELEKTROWNIE WODNE

Państwowe Gospodarstwo Wodne **Wody Polskie**

DLACZEGO WARTO INWESTOWAĆ W MAŁE ELEKTROWNIE WODNE?

- **Stabilne i przewidywalne zyski**
- **Najwyższa trwałość infrastruktury spośród źródeł OZE**
- **Zielona energia zgodna z polityką UE**
- **Wsparcie dla lokalnych społeczności**
- **Idealne źródło dla spółdzielni energetycznych**
- **Wysoka efektywność energetyczna**
- **Ekologia i ochrona środowiska**



Sesja VI

Mała energetyka wodna i hybrydowe układy magazynowania energii

Session VI

Small hydropower and hybrid systems of energy storage

6.1 Ewa Malicka:
Perspektywy rozwoju małych elektrowni wodnych w świetle nowych regulacji prawnych

6.2 Jerzy M. Marszałek:
Analiza finansowa 20 lat pracy pewnej małej elektrowni wodnej. Studium przypadku z działalności spółki MEWOS sp. z o.o.

6.3 Mariusz Piękoś:
Proces inwestycyjny elektrowni wodnej na sieci ciepłowniczej MPEC Kraków

6.1 Perspektywy rozwoju małych elektrowni wodnych w świetle nowych regulacji prawnych

Ewa Malicka

Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Grudziądz
e-mail: ewa.malicka@trmew.pl

Nowe uwarunkowania rozwoju MEW

Rozwój małej energetyki wodnej w Polsce może odbywać się poprzez odtwarzanie istniejących mocy wytwórczych oraz budowę nowych elektrowni, szczególnie przy niewykorzystywanych dotąd energetycznie budowlach piętrzących. Od ubiegłorocznej konferencji HYDROFORUM nastąpiły zmiany legislacyjne istotne dla obu tych kierunków. Najbardziej oczekiwaną przez branżę jest uregulowanie repoweringu, czyli budowy albo montażu nowej elektrowni wodnej w miejsce instalacji zdemontowanej. Na możliwości rozwoju MEW wpływają również perspektywy korzystania z systemów FIT/FIP, zasady udostępniania infrastruktury zarządzanej przez Wody Polskie oraz zmiany w planowaniu przestrzennym i przyłączaniu instalacji do sieci.

Repowering MEW ponownie na drodze do wdrożenia

Podczas ubiegłorocznej konferencji perspektywy repoweringu MEW przedstawiano w kontekście prezydenckiego weta wobec ustawy wiatrakowej z 5 sierpnia 2025 r. Zablokowało ono także zawarte w tej ustawie przepisy dotyczące małych elektrowni wodnych, mimo że nie były one przedmiotem sporu. W następstwie działań Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, prowadzonych we współpracy z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, rozwiązania te znalazły się w kolejnej nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii. We wrześniu 2026 r. nowelizacja została uchwalona przez Parlament i skierowana do podpisu Prezydenta. Usunięcie z niej przepisów dotyczących energetyki wiatrowej pozwala mieć nadzieję na zakończenie procesu legislacyjnego i odblokowanie inwestycji odtworzeniowych w MEW.

Przyjęte rozwiązania mają umożliwić objęcie nowej instalacji hydroenergetycznej, powstałej w miejsce instalacji zdemontowanej, pełnym, 15-letnim wsparciem w systemie FIT albo FIP. Przepisy dotyczą elektrowni o mocy nie większej niż 1 MW i określają sposób udokumentowania zarówno likwidacji dotychczasowej instalacji, jak i budowy lub montażu nowej. Obejmują m.in. potwierdzenie demontażu urządzeń i układu pomiarowo-rozliczeniowego, zakończenia działalności starej instalacji oraz spełnienia wymagań przez nowe urządzenia wytwórcze.

Dla właścicieli MEW jest to szansa na zastąpienie wyeksploatowanych hydrozespołów nowoczesnymi urządzeniami, poprawę sprawności wykorzystania dostępnych zasobów wodnych i zapewnienie ekonomicznych podstaw dalszej działalności. Znaczenie tych regulacji jest szczególnie duże w lokalizacjach, w których stan techniczny urządzeń utrudnia lub uniemożliwia dalszą bezpieczną eksploatację elektrowni. W wystąpieniu przedstawione zostaną warunki skorzystania z nowych przepisów oraz obowiązki wytwórców na poszczególnych etapach realizacji repoweringu.

Perspektywy korzystania z systemów FIT/FIP

Dla rozwoju MEW istotne jest nie tylko określenie zasad uzyskania wsparcia, ale również zapewnienie odpowiednio długiego okresu, w którym inwestorzy mogą do niego przystępować. Przygotowanie inwestycji hydroenergetycznej wymaga czasu na uzyskanie decyzji administracyjnych, zapewnienie dostępu do nieruchomości i infrastruktury wodnej oraz uzgodnienie warunków przyłączenia do sieci. Perspektywa dostępności systemów FIT/FIP ma zatem bezpośredni wpływ na podejmowanie decyzji inwestycyjnych, także dotyczących repoweringu.

Przedstawione zostaną uwarunkowania dalszego funkcjonowania tych systemów, w tym znaczenie unijnych zasad pomocy publicznej i perspektywy zmian rozporządzenia GBER. Z punktu widzenia branży kluczowe pozostaje zachowanie przewidywalności wsparcia, pozwalającej przygotować przedsięwzięcie i zapewnić jego finansowanie.

Istniejące piętrzenia jako przestrzeń dla nowych inwestycji

Drugim kierunkiem rozwoju sektora pozostaje budowa MEW przy istniejących, niewykorzystywanych energetycznie budowlach piętrzących. Wody Polskie wskazują około 4 tys. potencjalnych lokalizacji. Zbiór ten stanowi punkt wyjścia do poszukiwania miejsc dla nowych inwestycji, ale każda lokalizacja wymaga indywidualnej oceny warunków hydrologicznych, technicznych, środowiskowych i ekonomicznych. Samo istnienie piętrzenia nie przesądza o możliwości ani opłacalności jego energetycznego zagospodarowania.

Wykorzystanie tego potencjału zależy także od uzyskania trwałego tytułu prawnego do nieruchomości i urządzeń wodnych. W tym kontekście znaczenie mają zasady gospodarowania mieniem Skarbu Państwa przez Wody Polskie, w tym nowe warunki udostępniania gruntów i budowli hydrotechnicznych wynikające z zarządzenia Prezesa PGW Wody Polskie z 17 lutego 2026 r. Wysokość czynszów, podział obowiązków utrzymaniowych oraz okres obowiązywania umów bezpośrednio wpływają na rentowność przedsięwzięć.

Problem ten dotyczy również elektrowni już działających, szczególnie tych, których funkcjonowanie oparto na historycznych umowach użyczenia infrastruktury zawieranych z zarządami melioracji i urządzeń wodnych. Zastępowanie takich umów dzierżawą może istotnie zmienić warunki ekonomiczne eksploatacji, mimo wcześniejszego poniesienia przez inwestorów nakładów na odbudowę i utrzymanie obiektów.

Planowanie przestrzenne i przyłączenie do sieci

Na przygotowanie inwestycji w MEW wpływa również reforma planowania przestrzennego. Plany ogólne gmin stają się ważnym elementem oceny możliwości lokalizacji elektrowni wodnych. Udział inwestorów w pracach planistycznych nabiera zatem szczególnego znaczenia dla zachowania możliwości energetycznego wykorzystania istniejących piętrzeń. W wystąpieniu omówione zostaną konsekwencje nowych zasad planowania dla przygotowania przedsięwzięć hydroenergetycznych.

Zmieniają się także warunki przygotowania przyłączenia do sieci. Dla warunków przyłączenia wydawanych od 30 kwietnia 2026 r. okres ważności skrócono do roku, podczas gdy wcześniejsze zachowują dotychczasowy, dwuletni termin. W przypadku MEW, wymagających skoordynowania procedur wodnoprawnych, środowiskowych i budowlanych, oznacza to konieczność szczególnie starannego planowania kolejnych etapów inwestycji.

Warunki wykorzystania szans rozwojowych

Oczekiwane wejście w życie przepisów o repoweringu może otworzyć ważny etap odtwarzania potencjału polskich MEW. Równocześnie wykorzystanie istniejących piętrzeń stwarza możliwości budowy nowych źródeł wytwórczych. Realizacja obu kierunków wymaga przewidywalnych zasad wsparcia, stabilnych warunków korzystania z infrastruktury wodnej oraz sprawnego przeprowadzenia procedur administracyjnych i przyłączeniowych. Wystąpienie przedstawi znaczenie zmian zachodzących od poprzedniej konferencji oraz wskaże bariery, których usunięcie jest potrzebne, aby nowe regulacje przełożyły się na konkretne inwestycje w małej energetyce wodnej.

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.

6.2 Analiza finansowa 20 lat pracy pewnej małej elektrowni wodnej. Studium przypadku z działalności spółki MEWOS sp. z o.o.

Jerzy M. Marszałek

Signatur 78 as, Norwegia, Mewos sp. z o.o. Gdańsk
e-mail: mewos@onet.pl

1. Historia i budowa nowej elektrowni

Elektrownia wodna w Ołowniku (rys.1) ma długą historię, a w prezentacji przedstawiono kolejne etapy jej funkcjonowania, zniszczeń, awarii i powojennej odbudowy.

- Po okresie degradacji i prywatyzacji przeprowadzono modernizację oraz budowę zrównoważonej elektrowni wodnej.
- Na budowę w 2002 roku przeznaczono około 3 mln PLN, wykorzystując środki własne.
- W ramach nowej budowy zainstalowano m.in. turbiny Kaplana.



Rys.1 Elektrownia wodna Ołownik

Prezentacja pokazuje również późniejsze problemy techniczne, m.in. przerwanie wału ziemnego w 2006 r.

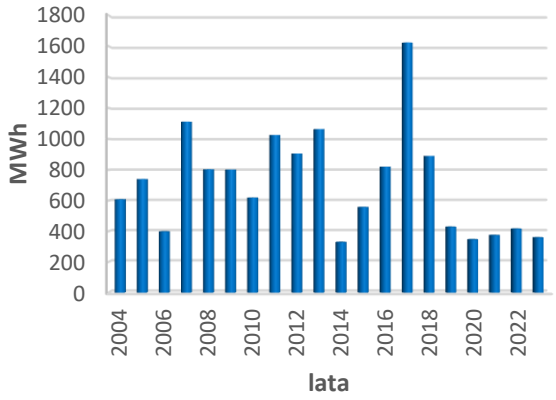
2. Produkcja energii 2004–2025

Produkcja energii była bardzo zmienna w poszczególnych latach:

- maksimum: 1 623 MWh w 2017 r.
- wysokie poziomy: 1 112 MWh w 2007 r. i 1 026 MWh w 2011 r.
- minimum: 308 MWh w 2025 r.

W ostatnich latach produkcja pozostawała stosunkowo niska: 415 MWh (2022), 358 MWh (2023), 499 MWh (2024) i 308 MWh (2025) (rys.2).

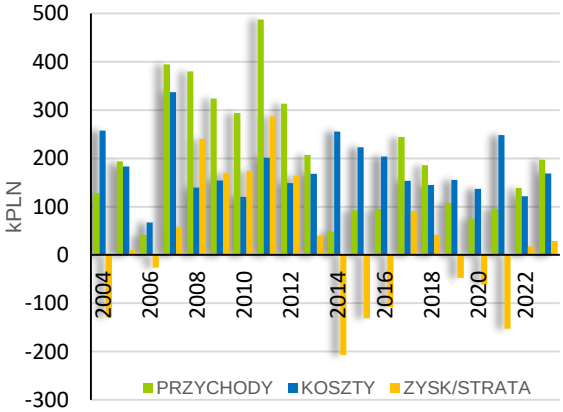
Oznacza to, że potencjał produkcyjny elektrowni nie był wykorzystywany w sposób stabilny



Rys.2 Produkcja energii elektrycznej w latach 2004-2023

3. Przychody i wynik ze sprzedaży energii

W latach 2004–2025 przychody ze sprzedaży energii również mocno się wahały (rys.3).



Rys.3 Zysk/strata na produkcji energii elektrycznej w latach 2004-2023

Najwyższe przychody odnotowano w latach:

- 2007: 395 tys. PLN
- 2008: 380 tys. PLN
- 2011: 479 tys. PLN
- 2024: 354 tys. PLN.

Jednocześnie koszty produkcji energii w niektórych latach przewyższały przychody. Prezentacja wskazuje m.in. na ujemny wynik:

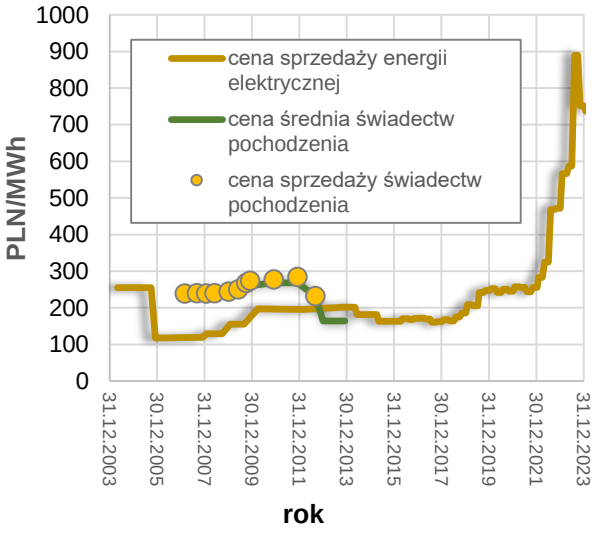
- 2004: –129 tys. PLN
- 2014: –207 tys. PLN
- 2015: –131 tys. PLN

- 2016: –108 tys. PLN
- 2020: –61 tys. PLN
- 2021: –152 tys. PLN
- 2025: –25 tys. PLN.

Najlepszy wynik w analizowanym okresie wystąpił w 2008 r. (+240 tys. PLN), a następnie w 2011 r. (+278 tys. PLN).

4. Cena sprzedaży energii

Cena sprzedaży 1 MWh zmieniała się bardzo znacząco (rys.4). Wysokie ceny energii w latach 2022–2024 nie przełożyły się jednak automatycznie na dodatni wynik w każdym roku, ponieważ istotne znaczenie miały również poziom produkcji i koszty.

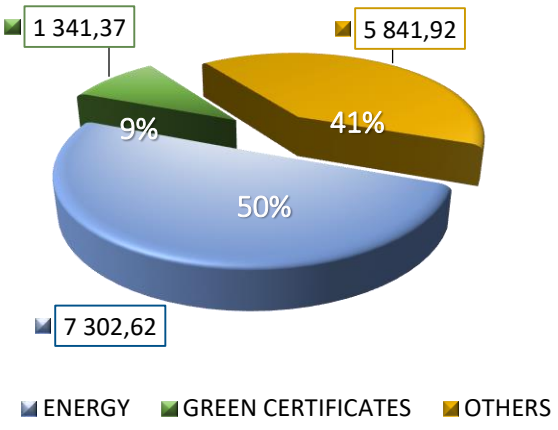


Rys.4 Cena sprzedaży energii elektrycznej w latach 2004-2023

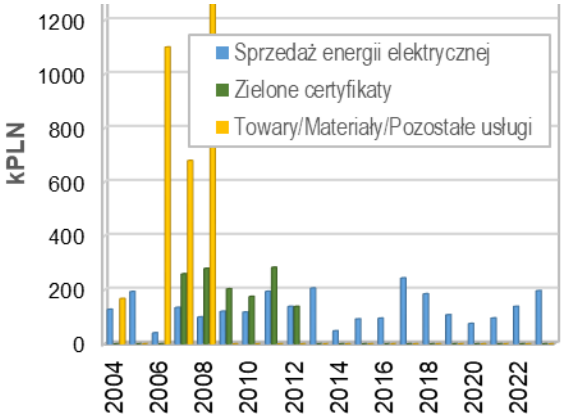
5. Struktura sprzedaży

Prezentacja pokazuje trzy źródła przychodów (rys.5, 6):

- sprzedaż energii,
- zielone certyfikaty,
- pozostałe przychody.



Rys.5 Struktura sprzedaży w latach 2004-2023



Rys.6 Całkowita struktura sprzedaży w latach 2004-2023

Zielone certyfikaty miały znaczenie przede wszystkim w latach 2007–2012, kiedy generowały dodatkowe przychody, m.in. **284 tys. PLN w 2011** r. W późniejszym okresie struktura sprzedaży była praktycznie oparta na sprzedaży energii.

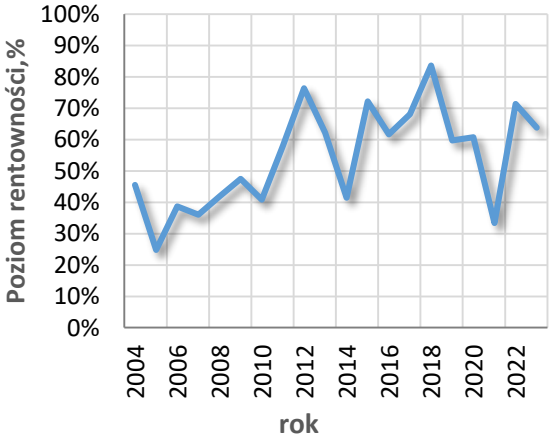
6. EBITDA

EBITDA była bardzo zmienna (rys.6). Najwyższy poziom osiągnięto w:

- **2008: 1 630,9 tys. PLN**
- 2018: 767,7 tys. PLN
- 2015: 580,3 tys. PLN
- 2012: 530,7 tys. PLN.

Natomiast **w 2025 r. EBITDA wyniosła zaledwie 13,5 tys. PLN**.

Marża EBITDA również spadła z wysokich poziomów — np. **84% w 2018** r. — do zaledwie **9% w 2025 r**.



Rys.7 Rentowność na poziomie EBITDA w latach 2004-2023

7. Płynność finansowa

Wskaźnik *cash ratio* był bardzo niestabilny:

2009	2010	2011	2014	2016	2018	2025
16,79	2,83	0,80	0,56	0,25	0,06	**0,27**

Wskazuje to na znacznie mniejszy bufor gotówkowy w późniejszych latach niż w pierwszej części analizowanego okresu.

8. Zwrot z inwestycji

To jeden z najważniejszych wniosków prezentacji.

Analiza przepływów pieniężnych obejmuje inwestycje od 2003 r. i dane rzeczywiste do 2025 r., a następnie prognozę do 2033 r.

Według prezentacji:

- stopa dyskontowa: 5%
- nominalny skumulowany *cash flow*: –3 102 tys. PLN w analizie projekcyjnej,
- NPV: –2 954 tys. PLN
- IRR: 0%.

Jednocześnie dla danych rzeczywistych do 2025 r. prezentacja podaje:

- skumulowany nominalny *cash flow*: –3 520 tys. PLN
- NPV przy 5%: –3 069 tys. PLN.

Wprost sformułowany wniosek prezentacji brzmi, że **na podstawie danych rzeczywistych z lat 2014–2025 inwestycja nie została jeszcze odzyskana**..

9. Prognoza do 2033 r.

W projekcji zakłada się w kolejnych latach:

- przychody ze sprzedaży energii: ok. **236 tys. PLN rocznie**,
- koszty produkcji: ok. **183 tys. PLN rocznie**,
- przepływ pieniężny: ok. **52 tys. PLN rocznie**.

Mimo dodatnich prognozowanych przepływów NPV pozostaje ujemne i według prezentacji w 2033 r. wynosi około **–2 954 tys. PLN**.

10. Plany na przyszłość

Końcowa część prezentacji wskazuje na dalszy rozwój MEWOS, m.in.:

- **podniesienie piętrzenia**,
- budowę **stawów rybnych**,
- rozwój **zielonej gospodarki**,
- zwiększenie **mocy obiektu**.

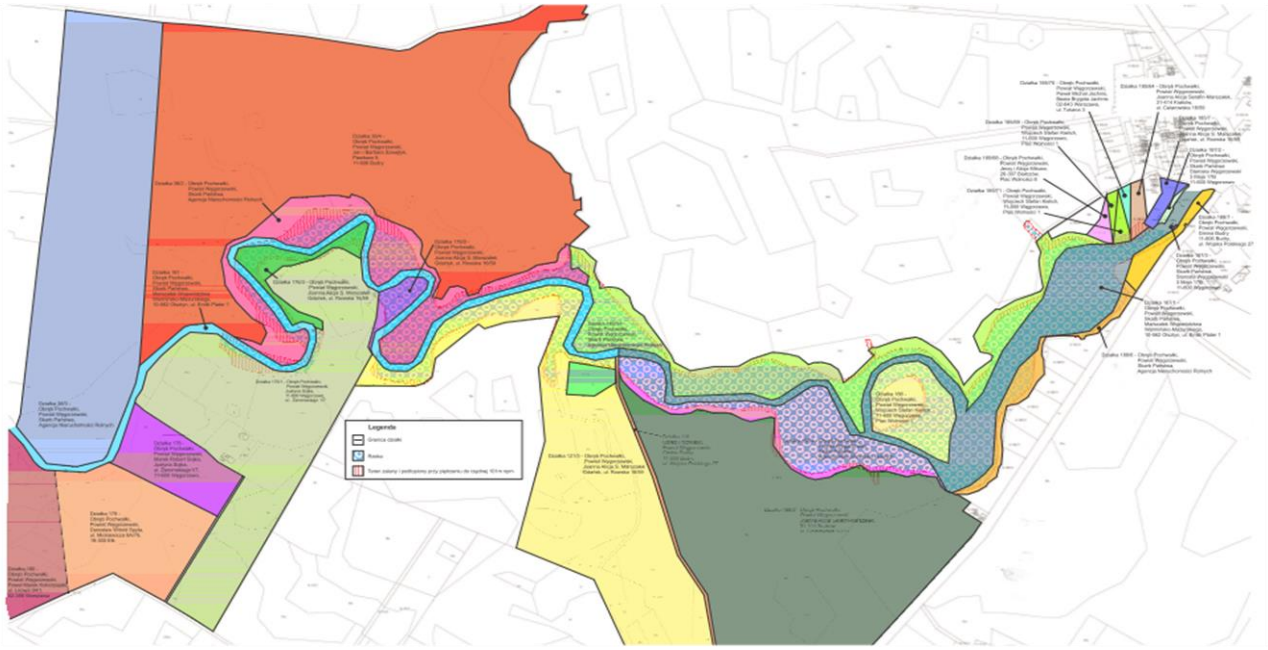
Najważniejszy przekaz prezentacji

MEWOS ma za sobą znaczącą modernizację i 20 lat działalności, ale wyniki finansowe są bardzo zmienne, a według przedstawionej analizy pierwotna inwestycja nie została dotychczas odzyskana. W ostatnich latach szczególnie widoczny jest spadek produkcji energii i EBITDA. Jednocześnie wzrost cen energii w latach 2022–2024 poprawił przychody, ale nie zapewnił trwałej poprawy wyniku.

Z perspektywy przedstawionych danych kluczowe dla przyszłości projektu wydają się **zwiększenie produkcji/mocy elektrowni oraz dodatkowe wykorzystanie infrastruktury**, co odpowiada planom podniesienia piętrzenia, rozwoju stawów rybnych i zielonej gospodarki.

Autor

Mgr. inż. Jerzy M. Marszałek, Od 1978 r. zamieszkały na stałe w Norwegii. W 1990 r. ukończył Wydział Inżynierii Materiałowej na Uniwersytecie w Stavanger. Prace dyplomową wykonał przy współpracy z RWTH Aachen. Przed i w trakcie studiow pracował w przemyśle naftowym offshore. Po studiach pracował w dwóch firmach norweskich na kierowniczych stanowiskach obsługujących rynek naftowy. W 1995 założył firmę Techmat AS łącząc norweski przemysł budowlano-naftowy z firmami inżynierisko-produkcyjnymi w Polsce. Obecnie jest prezesem dwóch spółek w Norwegii oraz jednej w Polsce. Dorywczo pracuje jako tłumacz języka norweskiego.



Rys.8 Zielona gospodarka i wzrost mocy instalowanej

6.3 Proces inwestycyjny elektrowni wodnej na sieci ciepłowniczej MPEC Kraków

Mariusz Piękoś

Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej S.A. w Krakowie
e-mail: : mariusz.piekos@mpec.krakow.pl

Wprowadzenie

Budowa małej elektrowni wodnej w oparciu o sieć ciepłowniczą jest zagadnieniem interdyscyplinarnym, łączącym energetykę cieplną oraz energetykę zawodową. Wymaga pogodzenia zasad pracy sieci ciepłowniczej z wymaganiami technicznymi i formalnymi dotyczącymi przyłączenia źródeł energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej.

W trakcie realizacji pojawia się wiele pytań i obaw dotyczących wpływu instalacji na sieć ciepłowniczą, bezpieczeństwa hydraulicznego, jakości energii elektrycznej, a także procedur awaryjnych. Doświadczenia zdobyte podczas budowy układu TRC na os. Kombatantów 18 pozwoliły wypracować praktyczne rozwiązania, które przedstawiono poniżej.



Opis działań inwestycyjnych

Gmina Miejska Kraków oraz MPEC S.A. realizują szereg inwestycji, które obejmują budowę instalacji fotowoltaicznych na budynkach gminnych, rozwój sieci wyspowych oraz wdrażanie nowoczesnych technologii energetyki rozproszonej, takich jak pompy ciepła i wykorzystanie wód geotermalnych. W ramach tych działań przeprowadzono instalację Turbinowego Regulatora Ciśnień (TRC) w istniejącym pomieszczeniu przepompowni sieciowej przy ul. Kombatantów, co pozwoliło na zastąpienie tradycyjnych zaworów regulacyjnych turbinowymi regulatorami ciśnienia. Zastosowanie TRC umożliwia efektywne wykorzystanie energii mechanicznej przepływającej wody, przekształcanej w energię elektryczną, która zasila pompy obiegowe, automatykę, telemetrię oraz oświetlenie, a nadwyżka może być odprowadzana do sieci energetycznej. Prace projektowe rozpoczęto w 2021 roku, a uruchomienie inwestycji nastąpiło w 2025 roku. Inwestycja miała charakter badawczy i strategiczny, realizowana była na magistralnej sieci DN500 o mocy 40 kW, z zastosowaniem dwóch turbin o różnych przepływach i wysokiej sprawności. Koszt projektu wyniósł 715 853 zł, a czas zwrotu inwestycji oszacowano na 14 lat, przy produkcji energii na poziomie 51 000 kWh rocznie i redukcji emisji CO2 o ponad 28 ton rocznie. Ponadto, prowadzono działania mające na celu automatyzację i elektryfikację komór ciepłowniczych, co umożliwia monitoring, integrację z systemem SCADA oraz efektywną regulację przepływu wody grzewczej. Potencjał zastosowania tych rozwiązań jest ogromny, biorąc pod uwagę liczbę istniejących węzłów ciepłowniczych i komór redukcyjnych na terenie miasta. Wdrożone technologie wpisują się w politykę Unii Europejskiej, w tym Europejski Zielony Ład, oraz krajowe i lokalne strategie rozwoju, przyczyniając się do zwiększenia efektywności energetycznej, ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz racjonalnego gospodarowania zasobami.

Prace wstępne

- Wybór miejsca na inwestycję
- Analiza uwarunkowań terenowo prawnych i własnościowych
- Ocena wpływu inwestycji na okolicznych mieszkańców

Projektowanie – część wstępna

Część hydrauliczna

- Obliczenia hydrauliczne
- Oszacowanie możliwej produkcji energii elektrycznej
- Wstępne określenie czasu zwrotu inwestycji.

Część elektryczna i AKPiA

- Określenie sposobu wytwarzania energii elektrycznej
- Dobór sposobu wykorzystania energii
- Projekt systemu transmisji danych kompatybilnego z systemem nadrzędnym

Projektowanie – część zasadnicza

- Wystąpienie do Zakładu Energetycznego o warunki techniczne przyłączenia źródła energii oraz podpisanie Umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej
- Wystąpienie do właściciela sieci ciepłowniczej o warunki budowy układu odzysku energii
- Zlecenie wykonania dokumentacji technicznej zgodnej z otrzymanymi warunkami

Na co zwrócić uwagę

- Metody bezpiecznego zatrzymania turbiny bez ryzyka uderzenia hydraulicznego
- Procedury wyłączenia generatorów w przypadku pożaru
- Dobór falowników
- Ochrona przed zakłóceniami transmisji danych
- Minimalizacja hałasu

Wykonawstwo

Metody prowadzenia prac

- Przeprowadzenie postępowania przetargowego
- Realizacja siłami własnymi

Zakres prac

- Budowa układu odzysku energii w obrębie obiektu
- Prace umożliwiające podłączenie do sieci Tauron
- Budowa przyłącza energetycznego
- Zgłoszenie gotowości instalacji do przyłączenia
- Opracowanie instrukcji współpracy
- Zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii w kierunku wprowadzania energii do sieci
-

Rozruch urządzeń

Rozruch układu powinien być przeprowadzony zgodnie z zasadami:

- niezakłócania pracy sieci ciepłowniczej,
- bezpiecznego sprawdzenia wszystkich zabezpieczeń,
- symulacji sytuacji awaryjnych.

Stały monitoring i rejestracja parametrów

Założenie bazy danych

- Rejestracja parametrów pracy w formie liczbowej i graficznej
- Analiza pracy układu i wyciąganie wniosków na przyszłość

Podsumowanie działań inwestycyjnych

MPEC SA prowadzi działania mające na celu odzysk energii z sieci ciepłowniczej oraz automatyzację i elektryfikację komór ciepłowniczych, co umożliwia monitoring, integrację z systemem SCADA oraz efektywną regulację przepływu wody grzewczej.

Potencjał zastosowania tych rozwiązań jest ogromny, biorąc pod uwagę liczbę istniejących węzłów ciepłowniczych i komór redukcyjnych na terenie miasta. Wdrożone technologie wpisują się w politykę Unii Europejskiej, w tym Europejski Zielony Ład, oraz krajowe i lokalne strategie rozwoju, przyczyniając się do zwiększenia efektywności energetycznej, ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz racjonalnego gospodarowania zasobami.

To innowacyjne i przyszłościowe podejście do transformacji energetycznej miasta, które może stanowić wzór dla innych miast w Polsce i Europie.

Autor

Mariusz Piękoś, mgr inż., ukończył Wydział Mechaniczny Politechniki Krakowskiej w roku 1987. Od 1989 roku zatrudniony w Miejskim Przedsiębiorstwie Energetyki Cieplnej w Krakowie, najpierw w Dziale Analiz Technicznych a od roku 2019 roku - w Biurze Projektów Badawczo Rozwojowych MPEC Kraków. Obecnie pracuje w Dziale Innowacji zajmując się wdrożeniem turbin wodnych do pracy w sieci ciepłowniczej.

PFT®
Filtration & Separation



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

Every drop counts

PFTechnology sp. z o.o.
Kościuszki 96, 26-680 Wierzbica k. Radomia
office@pftechnology.eu / +48 48 618 20 71

www.pftechnology.eu

Sesja VIII

Turbiny wodne i urządzenia pomocnicze

Session VIII

Hydraulic turbines and auxiliary equipment

8.1 Zbigniew Krzemianowski, Janusz Steller:
Niskospadowa modelowa turbina Francisa o wysokim wyróżniku szybkobieżności – badania laboratoryjne

8.2 Juliusz Kirejczyk:
Przeżywalność ryb w turbinach wodnych: nowe kryterium projektowe.

8.3 Artur Olszewski, Przemysław Szulc, Aneta Nycz
Adam Góralczyk, Witold Lorenz
Wpływ geometrii dyfuzora na właściwości energetyczne turbiny hydrokinetycznej

8.4 Mariusz Hajdarowicz:
Przegląd technologii współczesnych systematów łożyskowych smarowanych wodą marki Thordon Bearings

8.5 Piotr Zariczny, Bartłomiej Ośmiałowski:
Modernizacja łożysk prowadzących turbin wodnych ze smarowania olejowego na wodne – zagadnienia projektowe

8.6 Jerzy Przydatek:
Zastosowanie filtrów samoczyszczących, jako element bezpiecznej i niezawodnej pracy instalacji w hydroelektrowni

8.1 Niskospadowa modelowa turbina Francisa o wysokim wyróżniku szybkobieżności – badania laboratoryjne

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

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

Wstęp

Ze względu na uwarunkowania terenowe Polski, konieczne jest rozwijanie konstrukcji adekwatnych szczególnie do niskospadowego potencjału kraju. Z tego powodu Instytut Maszyn Przepływowych w Gdańsku Polskiej Akademii Nauk (IMP PAN) od wielu lat prowadzi prace badawczo-rozwojowe na temat układów przepływowych turbin wodnych Francisa, a także Kaplana, które są właściwe dla piętrzeń niskospadowych, czyli turbin o tzw. wysokich lub bardzo wysokich wyróżnikach szybkobieżności. Rozpoznanie literaturowe wskazuje, że kompleksowe badania laboratoryjne turbin o wysokich wyróżnikach szybkobieżności są bardzo rzadko spotykane. Dlatego przedstawione wyniki w artykule są próbą wypełnienia pewnej luki zaistniałej w tej kwestii.

W artykule przedstawiono badania eksperymentalne modelowej turbiny Francisa, charakteryzującej się wysokim kinematycznym wyróżnikiem szybkobieżności o wartości n_{sQ} = 82 – Rys.1 oraz Rys.2. Jest to druga z instalacji tego typu, która była analizowana i badana eksperymentalnie w IMP PAN, w ostatnich latach. Szczegóły projektowe i rezultaty badań eksperymentalnych pierwszej konstrukcji o wartości wyróżnika 94 zostały przedstawione podczas konferencji HYDROFORUM w 2024 roku, która odbyła się w Krakowie.

Przedmiotowa turbina Francisa jest zasadniczo przeznaczona do pracy w zakresie spadów od 8 do 50 m, typowych dla instalacji wykorzystujących turbiny Kaplana o niskim wyróżniku szybkobieżności. Może być także przeznaczona, jako zamiennik, dla modernizowanych turbin Francisa, których stan techniczny lub kształt układu łopatkowego nie jest adekwatny do obecnego stanu wiedzy. Należy dodać, że turbiny o wysokim wyróżniku mają tę zaletę, iż ich rozmiary mogą być znacząco mniejsze w porównaniu do klasycznych turbin Francisa ze względu na relatywnie wyższe wartości natężeń przepływu, które mogą realizować takie maszyny.

Przedstawiona turbina podczas badań eksperymentalnych osiągnęła sprawność maksymalną na wale na poziomie 91%. W przypadku uwzględnienia efektu skali jej sprawność powinna się zawierać w pobliżu 93%, co czyni ją pod tym względem także bardzo atrakcyjnym rozwiązaniem.

Średnica wirnika turbiny wynosiła 250 mm, natomiast układ łopatkowy składał się z 13 łopatek stacjonarnych, 20 łopatek kierowniczych oraz 13 łopatek wirnika.

Badania eksperymentalne turbiny zostały wykonane na stanowisku do badań turbin wodnych IMP PAN – Rys.3. W ramach prac wykonano podstawowe badania eksploatacyjne oraz kawitacyjne w szerokim zakresie zmian ustawień łopatek kierownicy i szybkości obrotowej.

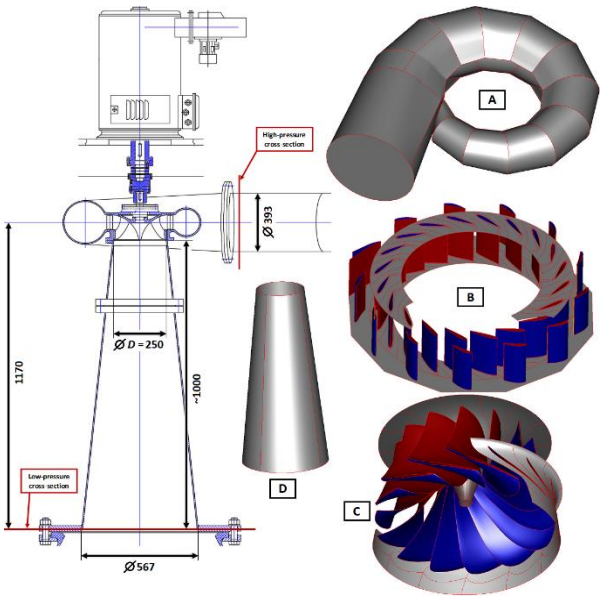


Rys.1 Niskospadowa modelowa turbina Francisa o wysokim wyróżniku szybkobieżności (82) zainstalowana na stanowisku do badań turbin wodnych w IMP PAN oraz wlot do spirali, układ przestawiania łopat kierowniczych i wirnik od strony rury ssącej.

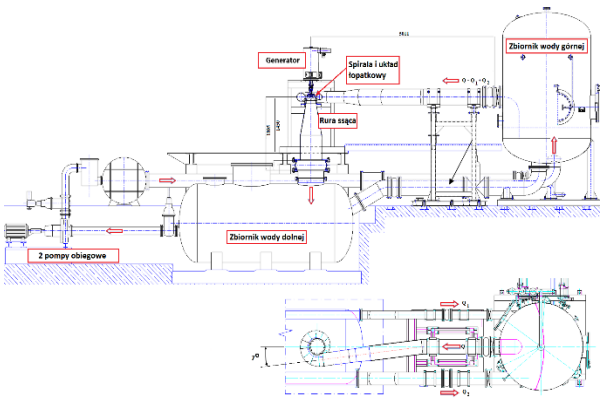
Badania energetyczne parametrów podstawowych

Badania laboratoryjne podstawowe przeprowadzono zgodnie z obowiązującą normą dotyczącą badań turbin modelowych. Wykonane zostały przy referencyjnym spadzie netto H_n = 12 m, dla 15 ustawień łopatek kierownicy, mianowicie od 10° do 36°, w wyniku czego powstało 15 charakterystyk energetycznych modelowej turbiny – Rys.4. Na tej podstawie wyznaczono charakterystykę uniwersalną maszyny. W optymalnym punkcie pracy maszyna uzyskała następujące parametry:

- maksymalna sprawność turbiny: 91.0%;
- kinematyczny wyróżnik szybkobieżności: 82;
- podwójnie zredukowana szybkość obrotowa: 83 obr/min;
- podwójnie zredukowane objętościowe natężenie przepływu: 0.9659 m^3/s;
- optymalne ustawienie kierownicy: 22°;
- szybkość obrotowa: 1155 obr/min;
- objętościowe natężenie przepływu: 0.2091 m^3/s;
- moc na wale: 22.36 kW.



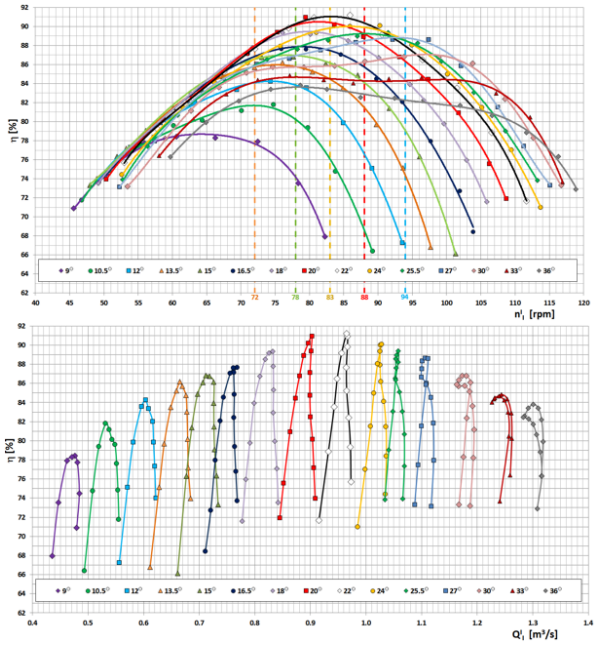
Rys.2 Schemat oraz model układu przepływowego niskospadowej modelowej turbiny Francisa o wysokim wyróżniku szybkobieżności (82).



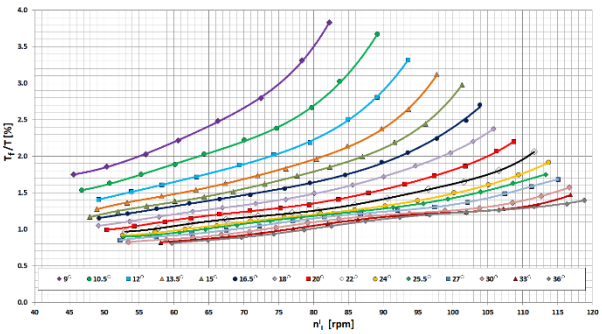
Rys.3 Schemat stanowiska do badań modelowych turbin wodnych IMP PAN wraz z zamontowaną modelową turbiną Francisa.

Na wykresach zależności sprawności od podwójnie zredukowanej szybkości obrotowej (n^1_1) zidentyfikowano efekt siodła dla kątów otwarcia kierownicy zaczynających się od 27º – Rys.4(górny), co jest zjawiskiem nietypowym w porównaniu z klasycznymi turbinami Francisa. Z tego względu, charakterystyki sprawności dla podwójnie zredukowanego natężenia przepływu (Q^1_1) w pobliżu wierzchołków przebiegają w sposób dość nietypowy. Obrazuje to Rys.4(dolny), gdzie charakterystyki posiadają widoczne niemonotoniczne przebiegi w postaci pętli, w obszarach największych sprawności. Dodać należy, że takie siodła również zostały zdiagnozowane podczas badań modelowej turbiny Francisa o wyróżniku 94. Niezależnie od tego, uznać można, iż osiągnięty poziom wyróżnika szybkobieżności 82 jest wysoki przy jednocześnie osiągniętej bardzo wysokiej sprawności, co z założenia dla maszyn szybkobieżnych jest zadaniem bardzo trudnym do uzyskania.

Na Rys.5 przedstawiono zależność względnego momentu tarcia (T_f/T) od podwójnie zredukowanej szybkości obrotowej (n^1_1). Najwyższe wartości względne całkowitego momentu tarcia, wzrastające od 1.75% do 3.83% wraz ze wzrostem wartości n^1_1, odnotowano dla najmniejszego kąta otwarcia kierownicy wynoszącego 9°. Wartości te malały wraz ze zwiększaniem kąta otwarcia kierownicy. W przypadku największego kąta otwarcia kierownicy, wynoszącego 36°, najniższe wartości całkowitego momentu tarcia mieściły się w przedziale od 0.8% do 1.4%, przy wzroście szybkości n^1_1. Można jednak zauważyć, że dalsze otwieranie kierownicy nie powoduje zmniejszenia całkowitego momentu tarcia (tendencja asymptotyczna), co oznacza, że jego dalsza redukcja nie jest już możliwa.



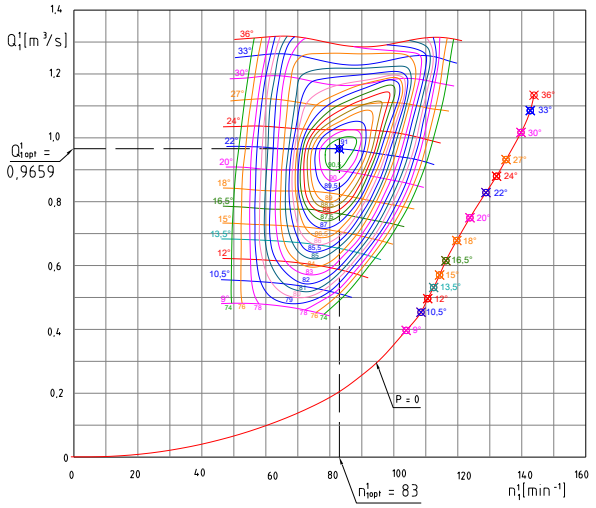
Rys.4 Charakterystyki energetyczne niskospadowej modelowej turbiny Francisa o wysokim wyróżniku szybkobieżności (82) – sprawność w zależności od podwójnie zredukowanej szybkości obrotowej (górny) oraz podwójnie zredukowanego natężenia przepływu (dolny) dla 15 stałych kątów otwarcia łopatek kierowniczych.



Rys. 5 Charakterystyki modelowej turbiny Francisa – przebiegi względnego momentu oporów tarcia (T_f/T) w funkcji podwójnie zredukowanej szybkości obrotowej dla 15 stałych kątów otwarcia łopatek kierowniczych.

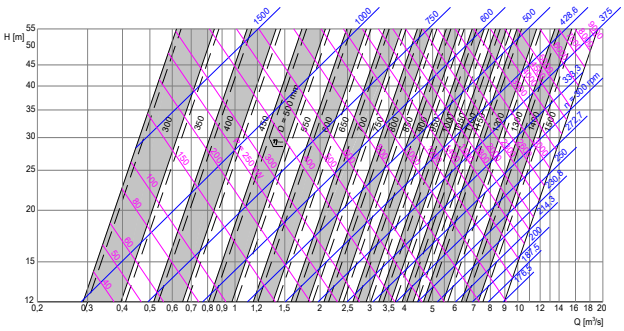
Na podstawie charakterystyk energetycznych wyznaczono charakterystykę uniwersalną przedstawioną na Rys.6, tj. zależność sprawności od wartości podwójnie zredukowanych n^1_1 i Q^1_1, która jest najważniejszym rezultatem badań modelowych. W prawym górnym obszarze wykresu (prawy górny kwadrant względem punktu maksymalnej sprawności) jest widoczny narożnik rozciągający się w kierunku wyższych szybkości obrotowych i przepływów. W tym obszarze charakterystyka

sprawności jest dość płaska, a praca turbiny – najbardziej stabilna, jak wynika z samych badań. To oznacza, że turbina pracująca przy dużym obciążeniu przepływem charakteryzuje się lepszą dynamiką pracy, niż w przypadku pracy przy obciążeniu częściowym. Dlatego jest to obszar szczególnie zalecany przy doborze turbin do pracy w zawodowym obiekcie. Generalnie, turbiny o wysokich wyróżnikach (typu Kaplana i Francisa) pracują bardzo dobrze przy dużych obciążeniach (przeciążeniach do 20%), niekiedy nawet lepiej, niż w ich punktach maksymalnej sprawności.



Rys.6 Charakterystyka uniwersalna niskospadowej wysokobieżnej modelowej turbiny Francisa o wyróżniku 82.

Rys.7 przedstawia nomogram doboru maszyny, tj. zależność spadu (H) od objętościowego natężenia przepływu (Q), który obrazuje zastosowanie maszyn o mocy nawet do 9 MW, przy średnicach wirnika 1500 mm i spadzie 50 m (typoszereg turbiny zaczyna się od średnicy 300 mm).



Rys.7 Nomogram doboru na obiekty terenowe niskospadowej wysokobieżnej turbiny Francisa o wyróżniku 82.

Badania kawitacyjne

Najistotniejszym z punktu widzenia bezpiecznej długotrwałej eksploatacji maszyny było określenie charakterystyk kawitacyjnych, co w konsekwencji umożliwiło wyznaczenie dopuszczalnej liczby kawitacyjnej (σ), pozwalającej na określanie bezpiecznego posadowienia wirnika turbiny względem otoczenia wody dolnej z punktu widzenia wystąpienia zjawiska erozji kawitacyjnej.

Laboratoryjne badania kawitacyjne analizowanej turbiny przeprowadzono przy referencyjnym spadzie netto 12 m (takim samym jak w przypadku badań podstawowych), dla 11 ustawień kąta otwarcia łopatek kierowniczych od: 9° do 36°. W celu zapewnienia wysokiej jakości określenia dopuszczalnej liczby kawitacyjnej, w badaniach zastosowano wieloaspektowe podejście do diagnostyki kawitacji, aby precyzyjnie scharakteryzować to zjawisko z uwzględnieniem różnych kryteriów (wykorzystano do tego sygnały przyspieszenia ścianki rury ssawnej, emisji akustycznej na górnym kołnierzu stożka rury ssącej oraz fluktuacji ciśnienia wewnątrz rury ssącej).

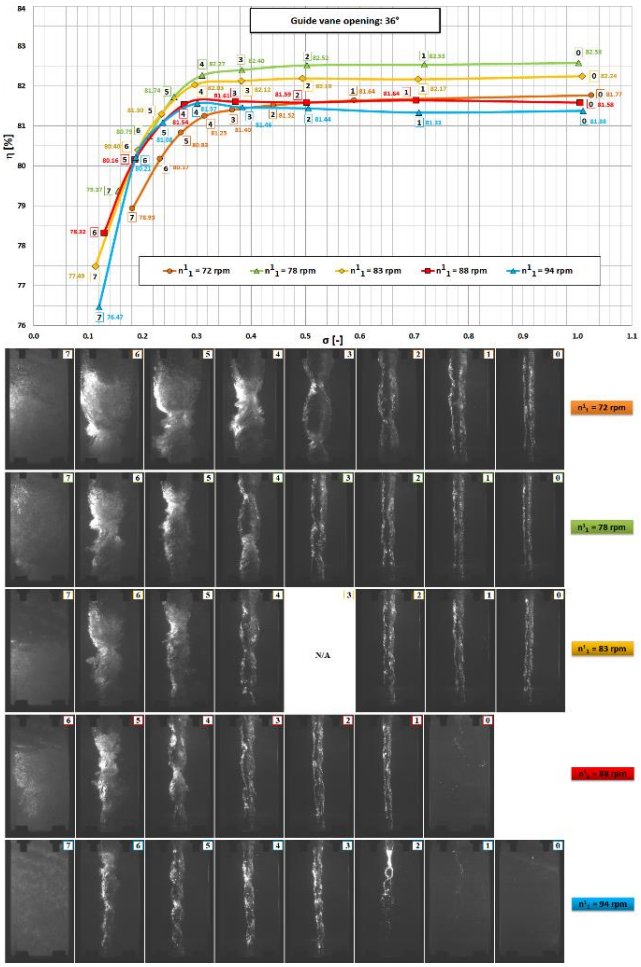
Uzyskane charakterystyki kawitacyjne wskazały na niską dość podatność układu łopatkowego turbiny Francisa na kawitację, mimo że analizowana turbina została zaprojektowana do pracy przy większych natężeniach przepływu, niż klasyczne turbiny Francisa. Podczas badań kawitacyjnych przeprowadzono również wizualizację przepływu kawitacyjnego w rurze ssącej, bezpośrednio pod wirnikiem.

Rys.8 przedstawia charakterystyki kawitacyjne, czyli sprawności (η) w funkcji liczby kawitacyjnej (σ), dla najwyższego zastosowanego otwarcia łopatek kierownicy 36° (wykresy należy czytać od prawej do lewej w kierunku zmniejszających się liczb kawitacyjnych). Jest to otwarcie o bardzo wysokich realizowanych przepływach, które może być określone jako skrajne dla maszyny. Przy takim otwarciu turbina jest narażona na powstanie zjawiska kawitacji w szerokim przedziale szybkości obrotowych.

Badania przeprowadzono dla 5 podwójnie zredukowanych szybkości obrotowych n^{I}_{I}, mianowicie 72, 78, 83, 88 i 94 obr/min. Szybkość 83 obr/min odpowiada szybkości obrotowej nominalnej. Każdy stan początkowy na charakterystyce oznaczono liczbą 0. Stan ten odpowiada warunkom, które wystąpiły podczas podstawowych badań energetycznych, w których z założenia nie powinien występować przepływ z kawitacją. Dla każdej charakterystyki sprawności pokazano zdjęcia ze wszystkich stanów pomiarowych.

Od stanu początkowego (liczba kawitacyjna wynosi wówczas około 1) obrazy przepływu pod wirnikiem są nacechowane wirami sznurowymi prostoosiowymi poszerzającymi się wraz ze zmniejszaniem się liczby kawitacyjnej, równoznacznej ze zmniejszaniem się ciśnienia pod wirnikiem. W końcowych stanach przepływ jest mieszaniną już gazowo-parowo-wodną w całej objętości pod wirnikiem. Generalnie, od stanów oznaczonych numerem 4, sprawność zaczyna gwałtownie spadać. Są to stany, w których maszyna nie może pracować ze względu na permanentną kawitację i możliwie z tym związaną erozję kawitacyjną.

Rys.9 przedstawia izolinie liczby kawitacyjnej naniesione na charakterystyki natężenia przepływu od podwójnie zredukowanej szybkości obrotowej, przy stałych otwarciach kierownicy. Są one wyznaczone w oparciu o kryterium gwałtownego wzrostu poziomu drgań. Najmniejsza wartość dopuszczalnej liczby kawitacyjnej jest poniżej 0.20, co jest wartością dość niską i w konsekwencji powinno przekładać się na wysoką odporność maszyny na szkodliwe działanie kawitacji.



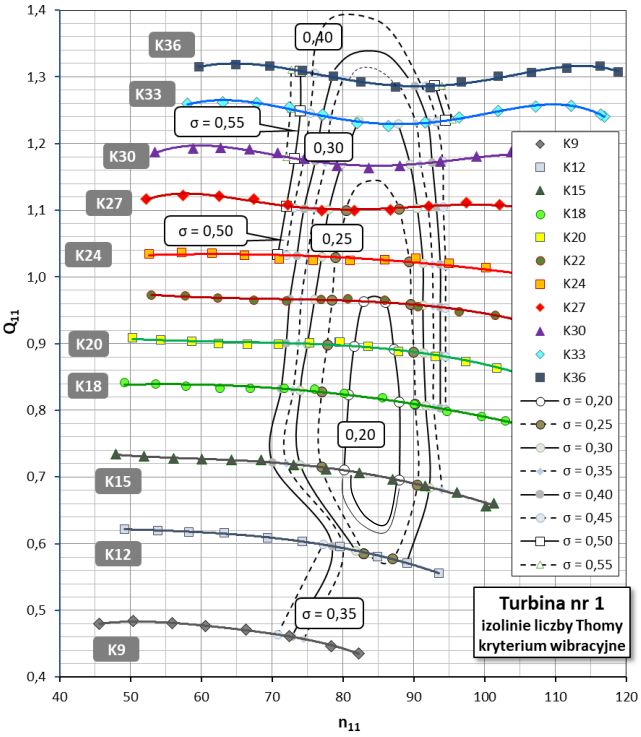
Rys.8 Wizualizacja przepływu za pomocą zdjęć podczas badań kawitacyjnych wraz charakterystykami sprawnościowymi dla największego użytego ustawienia kąta otwarcia kierownicy (36°) niskospadowej modelowej turbiny Francisa o wyróżniku 82.

Podsumowanie

Przedstawione badania modelowej turbiny Francisa o wyróżniku 82 mogą służyć do właściwego, z punktu widzenia bezpiecznej długotrwałej pracy, doboru turbiny, w tym do właściwego posadowienia wirnika względem wody dolnej, aby nie wystąpiło zjawisko szkodliwej permanentnej erozji kawitacyjnej. Przy wspominanym wyróżniku, który należy uznać za wysoki, turbina uzyskała sprawność 91%, co jest dla tego typu maszyn z reguły bardzo trudne do osiągnięcia.

W badaniach podstawowych stwierdzono obecność zjawiska siodłowania na charakterystykach sprawnościowych przy wysokich otwarciach kąta łopatek kierownicy powyżej optymalnego otwarcia, a które również zostało stwierdzone podczas badań turbiny o jeszcze wyższym wyróżniku 94. Potwierdza to fakt, że taki rodzaj turbin Francisa jest zasadniczo konstrukcją o innym charakterze realizowanego przepływu w układzie przepływowym, w porównaniu do klasycznych turbin Francisa.

Opisana konstrukcja wydaje się być atrakcyjna do zastosowania w warunkach terenowych. Wynika to z faktu, iż uzyskana wysoka szybkobieżność pozwala na możliwość minimalizacji samej turbiny, przy jednocześnie możliwych do zastosowania większych szybkościach w porównaniu do innych turbin Francisa (redukcja rozmiarów generatora oraz redukcja, a nawet eliminacja przekładni).



Rys.9 Izolinie krytycznej liczby kawitacji na płaszczyźnie (n^I_1, Q^I_1) (ocena na podstawie kryterium wibracyjnego) dla niskospadowej modelowej turbiny Francisa o wyróżniku 82.

Autorzy

Zbigniew Krzemianowski, dr hab. inż., ukończył Wydział Mechaniczny Politechniki Gdańskiej w roku 1998. W roku 2003 uzyskał stopień doktora nauk technicznych na Politechnice Gdańskiej, a w roku 2026 stopień doktora habilitowanego nauk inżynieryjno-technicznych w IMP PAN w Gdańsku. Od 2003 roku jest zatrudniony w IMP PAN. Zawodowo zajmuje się projektowaniem turbin wodnych, trójwymiarową analizą przepływu płynów (CFD), badaniami maszyn hydraulicznych w warunkach laboratoryjnych i eksploatacyjnych oraz szacowaniem potencjału hydrotechnicznego, a także doborem turbin wodnych do pracy w terenie.

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, który w roku 1984 nadał mu stopień doktora nauk technicznych. W roku 2019 Senat Politechniki Wrocławskiej nadał mu stopień doktora habilitowanego. Jest prezesem 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.

8.2 Przeżywalność ryb w turbinach wodnych: nowe kryterium projektowe

Juliusz Kirejczyk

Konsultant, Tampa, FL, USA
email: jkirejczyk@gmail.com

Energetyka wodna jest ważnym składnikiem energii odnawialnej. Budowle hydrotechniczne jednak często prowadzą do fragmentacji ekosystemów rzecznych. Ryby migrujące w dół rzeki napotykają turbiny wodne jako potencjalne źródło obrażeń. Historycznie wpływ biologiczny oceniano za pomocą testów znakowania i ponownego odłowu z użyciem balonów. Metoda ta jest kosztowna i nie pozwala na ocenę cech projektowych turbiny przed ich fizycznym wytworzeniem oraz uruchomieniem.

W ciągu ostatnich dwóch dekad zaczęto przechodzić od obserwacji empirycznej do ilościowego modelowania parametrów biologicznych, używając metod numerycznych. Dzięki połączeniu obliczeniowej mechaniki płynów (CFD), teorii kolizji oraz laboratoryjnych badań biomechanicznych zależności dawka–odpowiedź, możliwe jest obecnie szacowanie ryzyka obrażeń już na wczesnych etapach projektowania. Kluczową rolę w tym procesie odgrywają pakiety obliczeniowe, takie jak opracowany przez Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) zestaw narzędzi BioPA (Biological Performance Assessment).

Biomechaniczne czynniki stresogenne w turbinie

Prognozowanie przeżywalności wymaga rozłożenia środowiska wewnątrz kanałów przepływowych turbiny na osobne czynniki stresogenne:

- ***Kolizja mechaniczna:*** Fizyczne zderzenie ciała ryby z częściami turbiny, zwłaszcza z łopatkami wirnika. Skutki kolizji zależą od prędkości uderzenia, krzywizny krawędzi natarcia przeszkód, kąta uderzenia, miejsca uderzenia wzdłuż ciała ryby oraz jej orientacji przestrzennej.
- ***Gwałtowna dekompresja:*** Woda opływająca stronę ssawną łopatek wirnika poddana jest gwałtownym spadkom ciśnienia statycznego aż do osiągnięcia absolutnego nadiru ciśnienia (P_{nadir}). Gdy stosunek ciśnienia aklimatyzacji ryby do nadiru ($P_{\text{accl}}/P_{\text{nadir}}$) przekracza wartości krytyczne, rozprężające się gazy w pęcherzu pławnym mogą doprowadzić do uszkodzenia tkanek ryby.
- ***Gradient prędkości wody:*** Duże gradienty prędkości przepływu (przekraczające $500\ \text{s}^{-1}$) wywierają siły ścinające wzdłuż powłok ciała ryby, powodując utratę łusek, rozerwanie tkanek skrzeli lub dekapitację.
- ***Intensywna turbulencja:*** Intensywne makroturbulentne wiry dezorientują ryby i zwiększają ich podatność na drapieżnictwo.

Metodologia i pakiet narzędzi BioPA

Opracowany przez PNNL przy sponsorowaniu Departamentu Energii USA, pakiet BioPA stanowi współczesny standard w projektowaniu turbin zmniejszających obrażenia ryb.

Zamiast polegać na empirycznej metodzie prób i błędów, BioPA bezpośrednio sprzęga symulacje przepływu metodą CFD z trajektoriami ekspozycji cząstek w ujęciu Lagrange’a oraz laboratoryjnymi zależnościami dawka–odpowiedź.

Architektura i metodyka działania

1. Numeryczne pole przepływu CFD**:** BioPA wczytuje wyniki obliczeń na siatkach o wysokiej rozdzielczości obejmujące wszystkie kanały przepływowe turbiny.
2. Proporcjonalne próbkowanie linii prądu: Tysiące bezmasowych lub dyskretnych cząstek próbnych jest wprowadzanych na wlocie. Trajektorie próbkuje się proporcjonalnie do strumienia masy, co zapewnia nieobciążony zbiór statystyczny potencjalnych tras ryb przez aparat kierowniczy, przestrzeń międzyłopatkową oraz stożek wylotowy.

4. Obliczanie historii czynników stresogennych: Wzdłuż każdej trajektorii $\mathrm{x}(t)$ rejestrowane są lokalne parametry skalarne i tensorowe
    - Wartość absolutnego minimum ciśnienia ($P_{\min}$) oraz czas trwania ekspozycji.
    - Maksymalna jedno- lub trójwymiarowa szybkość odkształcenia ($e_{\max} = \max|\partial u_i/\partial x_j|$).
    - Współrzędne przecięcia płaszczyzny omiatania wirnika w celu wyznaczenia prawdopodobieństwa uderzenia uzależnionego od lokalnej prędkości obwodowej łopatki $r\omega$ oraz jej grubości.
5. Integracja z modelami dawka–odpowiedź: Opracowane w warunkach laboratoryjnych charakterystyki przeżywalności różnych gatunków ryb przekształcają dawkę narażenia na prawdopodobieństwo urazu lub śmierci.

Zastosowania w projektowaniu turbin

Ilościowe modelowanie przeżywalności ryb stało się motorem innowacji w konstrukcjach wirników turbin:

1. Pogrubione krawędzie natarcia: Optymalizacja CFD wykazała, że zwiększenie promienia krzywizny krawędzi natarcia przesuwa strefę spiętrzenia ciśnienia w przód, co odpycha małe ryby od bezpośredniej krawędzi i rozkłada siłę zderzenia na większą powierzchnię ciała.
2. Zmniejszona liczba łopatek i minimalizacja szczelin operacyjnych. Nowoczesne wirniki Kaplana wykorzystują sferyczne zarysy piasty i komory wirnika, co zmniejsza szczeliny między łopatkami a ścianą zewnętrzną, eliminując gwałtowne lokalne spadki ciśnienia i wiry ścinające odpowiedzialne za przyszczypnięcia mechaniczne.
3. Zmniejszone skoki ciśnienia w wirniku. Tradycyjnie, limit kawitacyjny określał minimalne ciśnienie statyczne wody w wirniku (około 2 kPa). Jest to stanowczo za niskie ciśnienie dla ryb wyposażonych w pęcherz pławny. Konieczne jest wówczas zastosowanie metod zwiększających nadir ciśnienia. Można to osiągnąć przez odpowiednią krzywiznę łopatek wirnika, zwiększenie liczby łopatek (co jest w sprzeczności z prawdopodobieństwem kolizji), albo też ograniczenia zakresu regulacji mocy turbiny w okresie migracji ryb.

Podany poniżej przykład określa wymagania zwiększenia przeżywalności ryb w nowych wirnikach do modernizowanych turbin Kaplana. Przedmiotem analizy był smolt łososia atlantyckiego.

Krokiem wstępnym było sformułowanie punktu odniesienia. Organizacja doświadczona w używaniu pakietu BioPA przeprowadziła analizę sytuacji w istniejących turbinach, pochodzących z lat 60. Wynikiem był wskaźnik jakości przejścia PQI (Passage Quality Index) istniejących turbin.

Zadaniem projektanta nowych wirników było uzyskanie PQI wyższego niż punkt odniesienia. Dodatkowo, nadir ciśnienia statycznego w wirniku turbiny nie mógł być niższy niż 70 kPa, co odpowiada bardzo dobrej przeżywalności łososia atlantyckiego. Ażeby zmniejszyć ujemne skutki ekonomiczne tak wysokiego nadiru ciśnienia wymaganie to miało jednak pewne ograniczenia:

a. Nie dotyczyło ono regionów w turbine gdzie uniknięcie niskiego ciśnienia nie jest możliwe, np. w obszarze wiru wierzchołkowego łopatki Kaplana

b. Podzielenie zakresu parametrów pracy turbiny na dwie części. Część, w której obowiązywało powyższe wymaganie nadiru ciśnienia (w tym przypadku do około 90% mocy maksymalnej). Ograniczenie to obowiązuje w okresie migracji ochranianych ryb, w czerwcu każdego roku. W pozostałych miesiącach, turbina ta może pracować bez ograniczeń mocy.

Podsumowanie

Modelowanie biologiczne oparte na fizyce przepływów stanowi fundamentalny krok w projektowaniu turbin wodnych poprawiających przeżywalność ryb. Narzędzia takie jak BioPA dowodzą, że kryteria przeżywalności mogą być traktowane jako parametry projektowe pierwszego rzędu – na równi ze sprawnością hydrauliczną i produkowaną mocą. Łącząc obliczeniową mechanikę płynów z biologicznymi progami podatności na urazy na etapie projektowania wirnika, hydroenergetyka zyskuje możliwość modernizacji istniejącej floty i budowy nowych mocy przy zachowaniu ciągłości ekologicznej rzek.

Autor

Juliusz Kirejczyk, dr inż, absolwent Politechniki Gdańskiej. Jego kariera zawodowa obejmuje pracę w Instytutcie Maszyn Przepływowych PAN oraz 28 lat w czołowych firmach produkujących turbiny wodne. Obecnie oferuje usługi jako niezależny konsultant, zajmując się problemami projektowania i użytkowania turbin wodnych i pompoturbin.

8.3 Wpływ geometrii dyfuzora na właściwości energetyczne turbiny hydrokinetycznej

Artur Olszewski

Instytut Optymalizacji Technologii Sp. z o.o., Warszawa
e-mail: artur.olszewski.iot@gmail.com

Przemysław Szulc, Aneta Nycz

Politechnika Wrocławska, Wrocław
e-mail: przemyslaw.szulc@pwr.edu.pl, aneta.nycz@pwr.edu.pl

Adam Góralczyk

Instytut Maszyn Przepływowych, Gdańsk
e-mail: agoralczyk@imp.gda.pl

Witold Lorenz

Hydro-Vacuum S.A, Grudziądz
e-mail: witold.lorenz@gmail.com

Wstęp

Turbiny hydrokinetyczne są silnikami wodnymi, które do produkcji energii elektrycznej lub mechanicznej wykorzystują energię kinetyczną przepływającej przez nie wody. Nie wymagają obiektów spiętrzających, z tego względu mogą stanowić interesujące rozwiązanie dla lokalnej i rozproszonej energetyki wodnej w miejscach, w których zastosowanie tradycyjnych elektrowni wodnych jest ograniczone ze względów technicznych, ekonomicznych lub środowiskowych. Podczas pracy turbiny hydrokinetycznej uzyskuje się relatywnie niskie parametry energetyczne, w tym współczynniki mocy, ale istnieje możliwość ich polepszenia. W celu poprawy własności energetycznych ww. maszyn wprowadza się do ich układów przepływowych dodatkowy element, taki jak dysza (dyfuzor) [1–3]. Zadaniem odpowiednio zaprojektowanego dyfuzora jest takie kształtowanie pola przepływu, aby zwiększyć strumień masy przepływający przez obszar wirnika oraz stworzyć korzystniejsze warunki do wykorzystania energii kinetycznej wody.

Dotychczasowe badania wskazują jednak, że samo zastosowanie dyfuzora nie gwarantuje poprawy właściwości energetycznych turbiny. Uzyskany efekt zależy w dużym stopniu od geometrii kanału. Istotnym zagadnieniem projektowym jest zachowanie kompromisu pomiędzy zwiększeniem prędkości w obszarze wirnika, a ograniczeniem strat przepływowych i kosztem wytworzenia.

Cel

Celem podjętych prac jest zaprojektowanie dyszy turbiny hydrokinetycznej, przeznaczonej do pracy w nurtach o niskiej i średniej prędkości przepływu, tzn. od 1,5 m/s do 2,0 m/s. Zadaniem dyszy jest zwiększenie strumienia masy przepływającego przez obszar wirnika. Efekt ten uzależniony jest od jej kształtu: w tym długości, kąta rozwarcia, krzywizny ścianek, stosunku pól przekrojów wlotowego i wylotowego oraz innych modyfikacji. W ramach prac przeanalizowano kilka typów dysz o różnych wartościach wyżej wymienionych parametrów w celu znalezienia geometrii gwarantującej maksymalizację energii w przekroju wirnika.

Zastosowana metoda badawcza

W procesie projektowania oraz racjonalizacji kształtu wykorzystano narzędzia numerycznej mechaniki płynów CFD. Analizie poddano kilka wariantów konstrukcyjnych dysz. Dla każdego wariantu przeprowadzono serię obliczeń, gdzie poszukiwano takiej wartości spadku ciśnienia, przy którym współczynnik mocy Cp będzie miał największą wartość. Spadek ciśnienia zadany w przewidywanym miejscu posadowienia wirnika miał w uproszczony sposób symulować jego obecność.

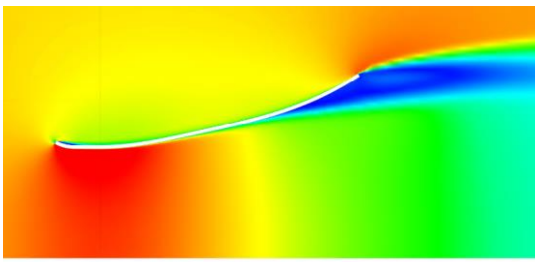
Czynnikiem roboczym była woda, traktowana, jako nieściśliwy czynnik jednofazowy o stałych właściwościach fizycznych. Na wlocie do domeny obliczeniowej zadawano warunek brzegowy prędkości przepływu. Na wylocie zastosowano warunek umożliwiający swobodny odpływ czynnika z obszaru obliczeniowego.

W obliczeniach zastosowano modele 2D. Wymiary domeny obliczeniowej zostały tak dobrane, aby wyeliminować wpływ ścianek. Podczas generowania siatki zwracano szczególną uwagę na jej jakość, zwłaszcza w obszarach występowania dużych gradientów prędkości oraz w sąsiedztwie ścian dyfuzora. Parametry jakościowe elementów, w tym skośność i ortogonalność, utrzymywano w zakresach zapewniających poprawną stabilność i dokładność rozwiązania numerycznego.

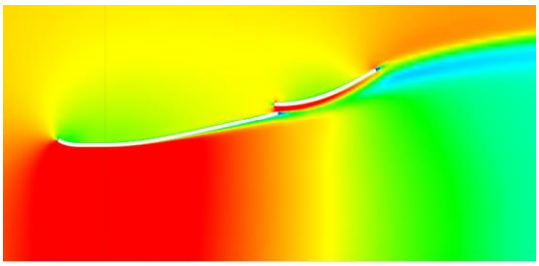
Do opisu turbulencji zastosowano model k-w SST. Wybrano go ze względu na jego przydatność w analizach przepływów charakteryzujących się niekorzystnym gradientem ciśnienia oraz możliwością występowania zjawiska oderwania strugi, typowego dla przepływu przez dyfuzory

Modyfikacje kształtu przeprowadzano na podstawie analizy otrzymanych wyników, w tym pól prędkości i charakteru przepływu cząstek cieczy w bliskiej przestrzeni wokół dyszy. Wprowadzane modyfikacje jej geometrii miały na celu zwiększenie wartości współczynnika Cp silnika np. poprzez eliminację efektów niepożądanych, takich jak oderwanie strugi na ściankach.

Przedmiotem analiz były trzy rodzaje dysz: osiowosymetryczne, soczewkowe oraz spłaszczone.



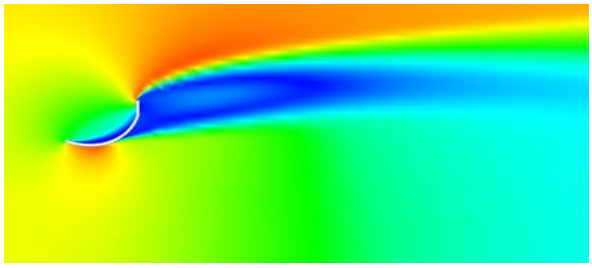
Rys.1 Mapy prędkości w dyszy bez szczeliny z obszarami oderwania strugi od ścianki



Rys.2 Mapy prędkości w dyszy ze szczeliną ze zmniejszonymi obszarami oderwania strugi od ścianki

Przykłady obrazów przepływu przez dyfuzory osiowosymetryczne przedstawiono na rys.1 i rys.2. Zobrazowano na nich w formie jakościowej rozkłady prędkości. W przypadku geometrii pokazanej na rys.1 zauważalna jest separacja przepływu w końcowej części dyszy, co wynika z jej kąta rozwarcia w części wylotowej. Wpływa ona negatywnie na pracę turbiny obniżając jej parametry energetyczne. Prostym sposobem na poprawę jakości przepływu jest aktywne oddziaływanie na warstwę przyścienną w obszarze oderwania, poprzez zastosowanie szczelin. Na rys.2 zaprezentowano rozwiązanie, w którym kształt geometryczny dyszy (gabaryt) był tożsamy z poprzednim, jednak zastosowanie szczelin znacznie ograniczyło obszar strefy martwej w końcowej części dyszy. Wprowadzenie szczelin w dyszy, wskutek wyeliminowania tak silnego oderwania strugi od powierzchni dyszy oraz zmniejszenia stref występowania dużego gradientu prędkości, spowodowało wzrost współczynnika mocy Cp o **około 23%.**

Przedmiotem analiz były również dysze soczewkowe. Przykład obrazu przepływu przez takie rozwiązanie geometryczne przedstawiono na rys.3.



Rys.3 Mapy prędkości w dyszy soczewkowej

Dysze te cechują się zwartą konstrukcją, co znacznie obniża koszt budowy, jednak przepływ oraz parametry wytrzymałościowe są znacznie pogorszone. Obraz przepływu jest bardzo wrażliwy w odniesieniu do geometrii dyszy, a obciążenia mechaniczne są kilkukrotnie większe w odniesieniu do dyfuzorów osiowosymetrycznych.

Uwagi końcowe

Przeprowadzone analizy CFD wykazały, że geometria dyszy ma istotny wpływ na parametry energetyczne turbiny hydrokinetycznej. Ograniczenie zjawiska oderwania strugi, m.in. poprzez zastosowanie szczelin, pozwoliło zwiększyć współczynnik mocy (Cp) o około 23%. Dysze soczewkowe cechują się zwartą konstrukcją, jednak są bardziej wrażliwe na zmiany geometrii i generują większe obciążenia mechaniczne. Dalsze prace powinny obejmować optymalizację kształtu oraz weryfikację wyników w badaniach eksperymentalnych.

Przywołania

1. **Barbarić M., Guzović Z.**: Investigation of the Possibilities to Improve Hydrodynamic Performances of Micro-Hydrokinetic Turbines, Energies, 13, 4560, 2020.
2. **Nunes M., Mendes R.C.F., Oliveira T., Brasil A.**: An experimental study on the diffuser-enhanced propeller hydrokinetic turbines, Renewable Energy, 2019.
3. **Ng C.-Y., Maldar N., Muk C.-O.**: Numerical investigation on performance enhancement in a drag-based hydrokinetic turbine with a diffuser, Ocean Engineering, 2024.

Autorzy

Artur Olszewski, mgr, absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. W 1999 r. uzyskał tytuł magistra nauk prawnych. Propagator nowych technologii w energetyce, w tym odnawialnej.

Przemysław Szulc, dr inż., adiunkt n-d na Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Wrocławskiej. Zainteresowania zawodowe obejmują hydrauliczne maszyny przepływowe oraz ich systemy.

Adam Góralczyk, mgr inż., pracownik Instytutu Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku. Zainteresowania zawodowe obejmują projektowanie układów przepływowych turbin hydrokinetycznych oraz doświadczalną i numeryczną analizę ich pracy.

Witold Lorenz, dr inż., absolwent Wydziału Mechaniczno-Energetycznego. W roku 2011 uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Aktualnie główny specjalista ds. obliczeń numerycznych w Dziale Badawczo-Rozwojowym Hydro-Vacuum S.A.

Aneta Nycz, dr inż., adiunkt na Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Wrocławskiej. Jej zainteresowania naukowe obejmują hydrauliczne maszyny przepływowe oraz statyczną i dynamiczną analizę układów hydraulicznych.

Fundusze Europejskie | Rzeczpospolita Polska | Dofinansowane przez Unię Europejską

Projekt nr **FENG.01.01-IP.01-A0VY/25** dofinansowany ze środków Unii Europejskiej w ramach programu **Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki – Ścieżka SMART.**

8.4 Przegląd technologii współczesnych systematów łożyskowych smarowanych wodą marki Thordon Bearings

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

e-mail: mariuszh@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 łożyskowani 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 samo-smarnych.

Przegląd produktów firmy

Łożyska prowadzące turbin wodnych

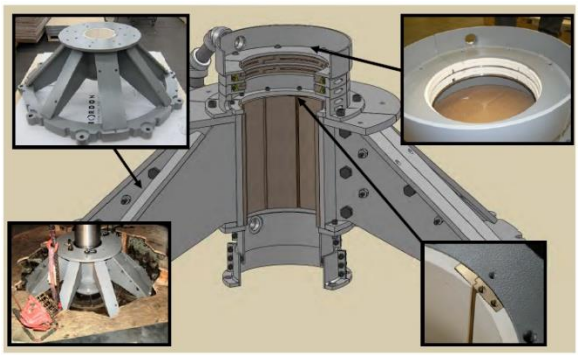
Najbardziej znanym materiałem, rozwijanym przez wiele lat był i nadal jest elastomer XL, unowocześniony do obecnie stosowanego SXL. Stanowi on materiał bazowy produkowanych przez firmę łożysk prowadzących smarowanych wodą. Obecnie układy łożyskowe tego typu są sprzedawane przez firmę na całym świecie.



Rys.1 Tuleje łożyskowe z materiału Thordon SXL.

O niezawodność produktu świadczy fakt, że wiele z największych hydrozespoły na świecie wyposażonych jest w łożyska z materiałem 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.



Rys.2 Łożysko prowadzące hydrozespołu z układem klina rozpierającego

Firma wyspecjalizowała się w konwersji istniejących, prowadzących łożysk olejowych na układy smarowane woda. 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 przyczynek do zanieczyszczenia wody rzecznej. Materiał łożyskowy SXL cechuje wysoka odporność abrazyjna, możliwością krótkotrwałej pracy w warunkach tarcia suchego, dużą odporność na chwilowe zacieranie i niewielkie zużycie materiału w czasie wieloletniej pracy układów łożyskowych.

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, ze 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.3 Tuleje łożyskowe Thordon Composite.

Łożyska samo-smarne 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 ThorPlas Blue dedykowany do łożysk aparatu kierowniczego i układu regulacji wirnika turbin Kaplana. Materiał, dzięki zastosowaniu specjalnego domieszkowania procuje 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 łopat wirnika wewnątrz piasty.



Rys. 4 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 wciśnięcie w odpowiednio obrobione gniazda. Materiał jest również dedykowany do zastosowań na różnego rodzaju łożyska łączników, dźwigni oraz tulei prowadzących drąga regulacyjnego.

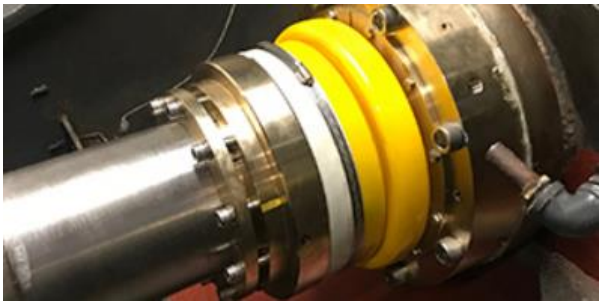
Uszczelnienia wału

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 miejsce 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.



Rys. 5 Uszczelnienie promieniowe zabudowane na łożysku prowadzącym zespół łożyskowy (łożysko i uszczelnienie) firmy Thordon.

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 węglika krzemu, 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. 6 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.

Autor

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 kierownika ds. inżynierii.

9.4 Modernizacja łożysk prowadzących turbin wodnych ze smarowania olejowego na wodne – zagadnienia projektowe

Piotr Zariczny, Bartłomiej Ośmiałowski

T-G DNALOP Sp. z o.o., Redzikowo k. Słupska
e-mail: piotrz@thordonbearings.com, barteko@thordonbearings.com

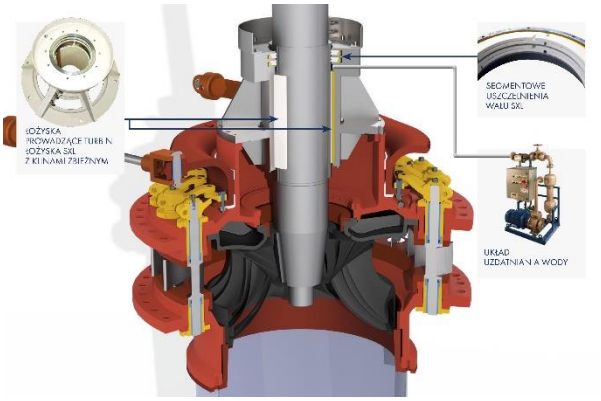
Wprowadzenie

Większość pionowych turbin wodnych oddanych do eksploatacji w XX wieku posiada łożyska prowadzące smarowane olejem. Problemy eksploatacyjne łożysk olejowych i uszczelnień wałów związane z wyciekami środka smarowego i niebezpieczeństwa zanieczyszczenia środowiska naturalnego powodują konieczność modernizacji łożyskowań i uszczelnień na rozwiązania ekologiczne. Wychodzą naprzeciwko temu problemowi firma THORDON Bearings oferuje kompleksowe rozwiązania łożysk polimerowych i uszczelnień smarowanych wodą łącznie ze wsparciem projektowym procesu konwersji smarowania olejowego na wodne w modernizowanych hydrozespołach. Proponowane najpopularniejsze rozwiązania obejmują indywidualnie projektowane polimerowe łożyska tulejowe oraz promieniowe uszczelnienia segmentowe wraz z zabudową i dedykowanym systemem pompowo-filtracyjnym wody chłodząco-smarującej. W celu zapewnienia trwałości oraz niezawodnego działania proponowanych łożysk prowadzących i uszczelnień smarowanych wodą rozwinięty został przez firmę T-G DNALOP elastyczny proces projektowy, którego zadaniem jest indywidulane dopasowanie oferowanych rozwiązań do modernizowanych hydrozespołów.

Łożyska prowadzące i uszczelnienia segmentowe – proponowane materiały i rozwiązania

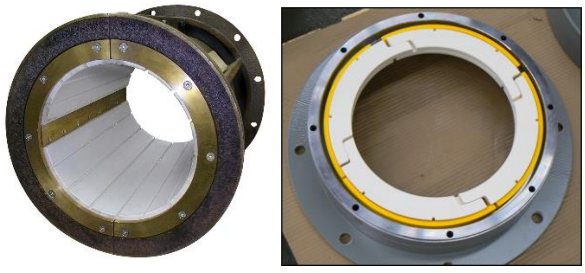
Najpopularniejszym i najbardziej niezawodnym oferowanym rozwiązaniem jest łożysko tulejowe i uszczelnienie segmentowe z elastomeru SXL. Tuleja łożyska osadzana jest za pośrednictwem klinów stożkowych w indywidulanie projektowanym i dopasowanym do istniejącej zabudowy korpusie łożyska. Bezpośrednio na korpusie łożyska zamontowana jest obudowa podwójnego segmentowego uszczelnienia promieniowego. Za pośrednictwem pierścienia pośredniego pomiędzy korpusem łożyska i segmentami uszczelnienia doprowadzana jest woda chłodząco-smarująca z odpowiednio dobranego układu pompowo-filtracyjnego.

Elastomerowy materiał łożyskowy SXL charakteryzuje się optymalnym połączeniem wytrzymałości, sztywności oraz elastyczności i sprężystości. Stosowany w łożyskach smarowanych i chłodzonych wodą filtrowaną charakteryzuje się niskim współczynnikiem tarcia, dużą odpornością na ścieranie oraz wysoką tolerancją na wstrząsy i wibracje. Dzięki odpowiedniej elastyczności zapewnia lepszy rozkład obciążenia na powierzchni łożyska i tym samym większą tolerancje na niewspółosiowość wału. W przypadku smarowania i chłodzenia łożyska prowadzącego wodą niefiltrowaną bezpośrednio z rzeki oferowany jest dwuwarstwowy materiał Composite składający się z sztywnej obudowy w kolorze żółtym i wewnętrznej warstwy miękkiego elastomeru GM2401 w kolorze czarnym. Łożysko tego typu charakteryzuje się dużą odpornością na zanieczyszczenia ścierne oraz niższym współczynnikiem tarcia i większą odpornością na zużycie w porównaniu do gumy.



Rys.1 Zakres rozwiązań dla zespołów łożysk prowadzących turbin

Przewaga oferowanych promieniowych segmentów uszczelnień wykonanych z elastomeru SXL w porównaniu do segmentów grafitowych wynika z większej ich odporności na ścieranie i pękanie oraz możliwości zmniejszenia ilości segmentów na obwodzie co skutkuje zredukowaniem przecieku.



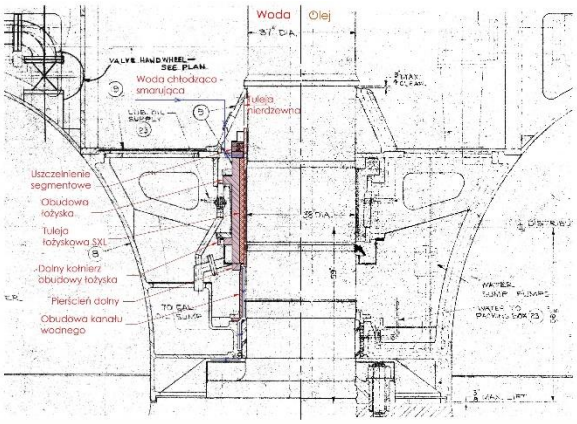
Rys.2 Przykład łożyska prowadzącego turbiny i uszczelnienie segmentowego

Konwersja smarowania olejowego na wodne

Klasyczne zespoły łożysk prowadzących turbin wodnych smarowanych olejem posiadają uszczelnienie wału umieszczone poniżej łożyska. W rozwiązaniach takich

występują problemy wycieku oleju z łożyska oraz nadmiernego wycieku wody z uszczelnienia, co w efekcie może skutkować zanieczyszczeniem środowiska oraz przyspieszonym zużyciem łożyska. Ponadto monolityczna konstrukcja tulei lub segmentów łożyska olejowego oraz trudny dostęp do uszczelnienia wału powoduje konieczność poważnego demontażu i długiego czasu postoju hydrozespołu podczas prac serwisowych.

Proponowane rozwiązanie łożyska smarowanego wodą z tuleją elastomerową SXL osadzoną w korpusie za pośrednictwem klinów stożkowych oraz górnym promieniowym uszczelnieniem segmentowym umożliwia przesuniecie łożyska bliżej wirnika oraz łatwiejszy dostęp do uszczelnienia. Ponadto rozwiązanie to eliminuje problem wycieku oleju oraz zapewnia prostą i szybką wymianę tulei łożyska.



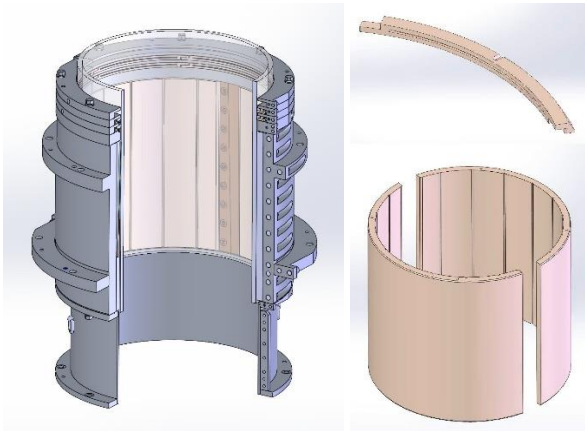
Rys.3 Przykładowa konwersja smarowania olejowego na wodne

Projekt konwersji łożyska prowadzącego

Pełen zakres projektu konwersji łożyska prowadzącego turbiny obejmuje: obliczenie obciążeń łożyska i dobór jego wymiarów, weryfikacje obliczeniową warunków pracy łożyska, dostosowanie położenia łożyska do istniejącej zabudowy, weryfikacje obliczeniową jego sztywności, dokumentacje rysunkowa elementów oraz dobór systemu pompowo-filtrującego.

Pierwszym etapem projektu jest analiza danych wejściowych, które obejmują podstawowe parametry hydrozespołu, dokumentacje rysunkową istniejącego łożyska oraz dodatkowe parametry i problemy eksploatacyjne. W kolejnym etapie obliczane jest obciążenie łożyska dla stanu ustalonego i przejściowego przy uwzględnieniu dopuszczalnego niewyważenia wirnika, załamania wału turbiny na sprzęgle oraz niewyważenia hydraulicznego. Dodatkowo uwzględniana jest również liczba i położenie łożysk prowadzących układu wirującego hydrozespołu oraz dopuszczalne obciążenie istniejącego łożyska olejowego. W przypadku gdy dostępne są eksploatacyjne dane pomiarowe temperatury łożyska i oleju smarującego możliwa jest również weryfikacja obciążenia na podstawie bilansu cieplnego. Kolejny etap obejmuje dobór wymiarów tulei łożyskowej przy uwzględnieniu obciążenia, średnicy łożyska oraz dopuszczalnych nacisków. W tym etapie obliczany jest również luz montażowy i roboczy łożyska, wymiary obróbkowe tulei polimerowej oraz wymagane natężenie przepływu wody chłodząco-smarującej.

Następny etap obejmuje obliczeniową weryfikację warunków pracy projektowanego łożyska. Na podstawie opracowanej przez THORDON Bearings metodyki obliczeniowej, która uwzględnia hipoelasto-hydrodynamiczną teorie smarowania [1], możliwa jest weryfikacja wystąpienia pełnego smarowego filmu wodnego oraz wyznaczenie jego minimalnej grubości w projektowanym łożysku. Kolejny etapem jest projekt uszczelnienia segmentowego obejmujący: dobór wymiarów i ilości segmentów na obwodzie wału, wyznaczenie długości sprężyny naciągowej segmentów, obliczenie wymaganego natężenia przepływu wody chłodząco-smarującej oraz przewidywanego natężenia przecieku. W następnym etapie ustalana jest pozycja zabudowy korpusu łożyska uwzględniająca istniejące miejsce mocowania oraz możliwość obniżenia tulei łożyska względem wirnika. Następnie wykonywana jest dokumentacja wykonawcza wszystkich nowych elementów łożyska. W końcowym etapie projektu dobierany jest system filtracyjno-pompowy ze względu na wymaganą wydajność i stopień filtracji wody chłodząco-smarującej. Projekt kończy weryfikacja niezbędnych dodatkowych zmian w zespole łożyska prowadzącego związanych z konwersją do których zaliczamy: dobór wymiarów i położenia nierdzewnej tulei ochronnej wału turbiny, zmiany w istniejących elementach zabudowy, wyprowadzenie dodatkowych sygnałów pomiarowych i alarmowych do układu sterowania hydrozespołu oraz weryfikacja wydajności układu odpompowania przecieków z pokrywy turbiny.

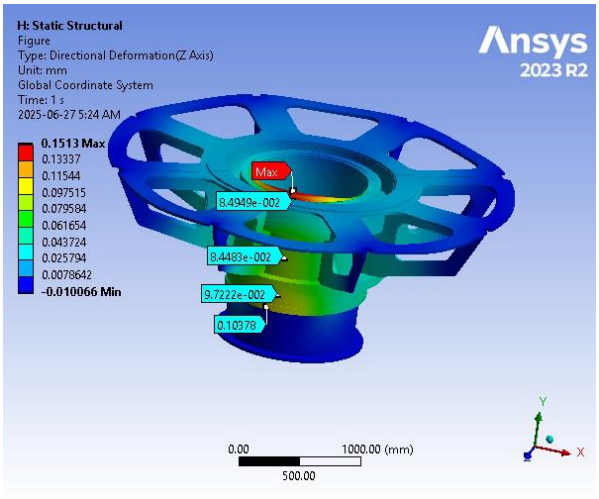


Rys.4 Przykład projektu zespołu łożyska prowadzącego smarowanego wodą

Przykłady projektów

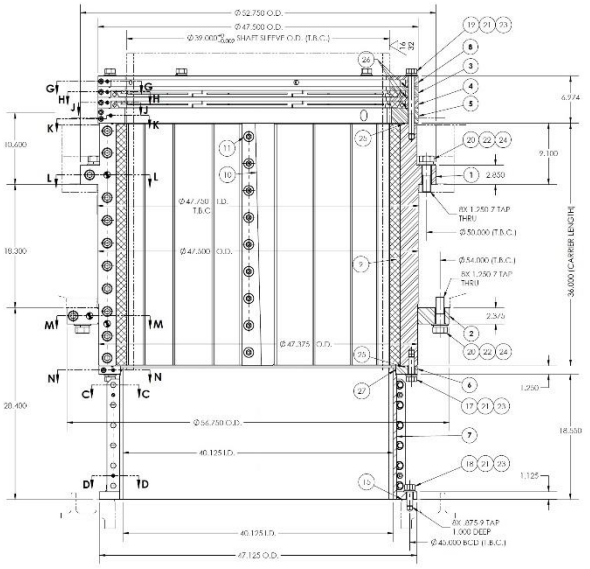
Pierwszym przykładem jest projekt zespołu łożyska prowadzącego do turbiny Kaplana o spadzie 20.4 m, mocy 55 MW, prędkości obrotowej 100 obr/min i średnicy wirnika 6.5 m. Turbina posiada tulejowe łożysko smarowane olejem i dolne uszczelnienie w postaci dławicy sznurowej – rys. 3. Tuleja istniejącego łożyska olejowego umieszczona jest w wsporniku zintegrowanym z wewnętrzną pokrywą turbiny. W celu ograniczenia ilości wprowadzanych zmian i nowych elementów, mocowanie korpusu nowego zespołu łożyskowego dostosowane zostało do kołnierzy istniejącego wspornika – rys.

4. Wytrzymałość i sztywność nowej zabudowy łożyska zweryfikowana został poprzez wykonanie analizy obliczeniowej MES dla maksymalnych przewidywanych obciążeń. Wykonane zostały również obliczenia całkowitej sztywności nowego zespołu łożyskowego, które uwzględniają sumaryczną sztywność wspornika, korpusu, polimerowej tulei łożyska oraz smarowego filmu wodnego.



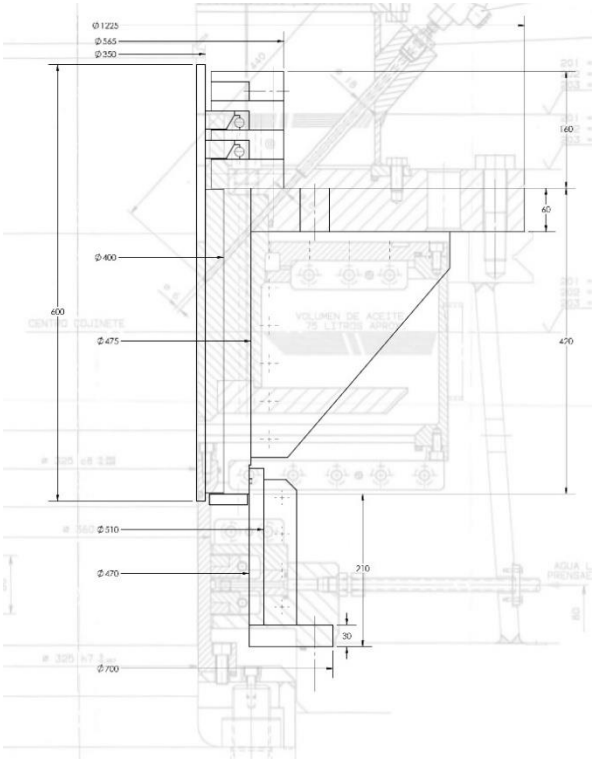
Rys.5 Analiza obliczeniowa MES sztywności zespołu łożyskowego

Finalnym efektem projektu jest dokumentacja rysunkowa nowego zespołu łożyskowego oraz dokumentacja wykonawcza nowych i modernizowanych elementów.



Rys.6 Dokumentacja rysunkowa zespołu łożyskowego

Drugi przykład dotyczy projektu zespołu łożyska prowadzącego do turbiny Francisa o spadzie 42 m, mocy 6 MW, prędkości 300 obr/min i średnicy charakterystycznej wirnika 1.6 m. Turbina posiada tulejowe łożysko smarowane olejem i dolne uszczelnienie w postaci promieniowych segmentów węglowych. W tym przypadku wykorzystano tą samą pozycje i mocowanie dla nowego zespołu łożyskowego, co również przyczyniło się do zminimalizowania ilość zmian i nowych elementów – rys. 7. Na podstawie przeprowadzonej analizy obliczeniowej MES sztywności nowego korpusu łożyska wprowadzone zostało dodatkowe jego podparcie za pośrednictwem masywniejszej dolnej osłony kanału wodnego.



Rys.7 Koncepcja zabudowy nowego zespołu łożyska prowadzącego

Każdy projekt konwersji zespołu łożyska prowadzącego poprzedzony jest wykonaniem szkicu koncepcyjnego naniesionego na oryginalny rysunek istniejącego łożyska – rys. 7. Szkic koncepcyjny nowego zespołu łożyskowego z docelowymi wymiarami umożliwia wstępną wizualizacje jego zabudowy oraz ocenę zakresu niezbędnych prac podczas konwersji. Dodatkowo na tym etapie projektu, bez konieczności wykonywania pełnej dokumentacji rysunkowej, możliwa jest również wstępna wycena kosztu nowego zespołu łożyskowego. Stanowi to często punkt wyjściowy do podjęcia decyzji inwestycyjnej o przeprowadzeniu modernizacji łożyska prowadzącego.

Przywołania

1. **Guojun (Gary) Ren**: *Hypo-elastohydrodynamic lubrication of journal bearings with deformable surface*, Tribology International, 2022, Vol. 175(No. 3), 107787

Autorzy

Piotr Zariczny, dr inż., ukończył Politechnikę Gdańską, Wydział Mechaniczny w roku 2001. W roku 2008 obronił prace doktorską z zakresu inżynierii łożyskowania. W latach 2007-2022 zatrudniony w firmie ZRE Gdańsk jako konstruktor. Od 2025 roku pracuje w firmie TG DNALOP na stanowisku starszego konstruktora.

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.

8.6 Zastosowanie filtrów samoczyszczących jako element bezpiecznej i niezawodnej pracy instalacji w hydroelektrowni

Jerzy Przydatek

PFTechnology sp. z o.o.

e-mail: 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 zabezpieczającymi 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.

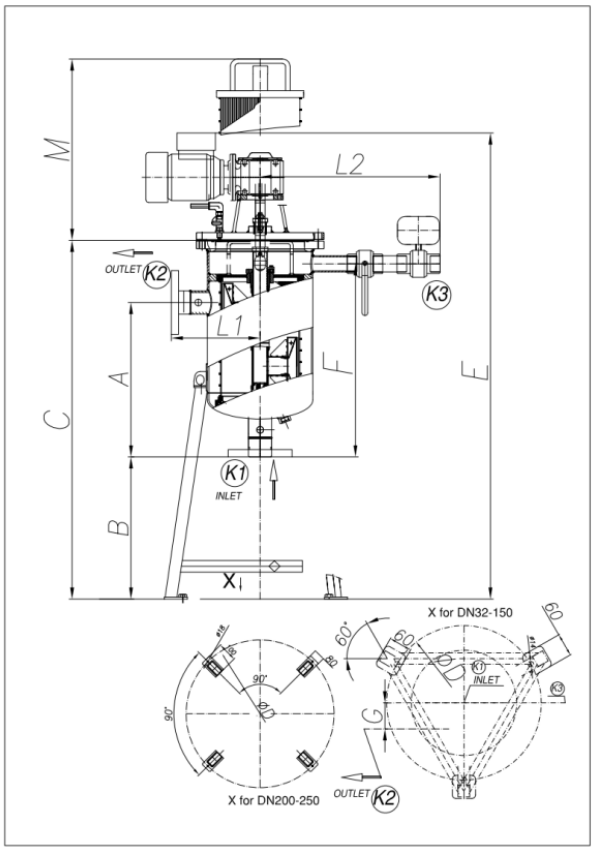
Zasada działania filtra samoczyszczącego

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.

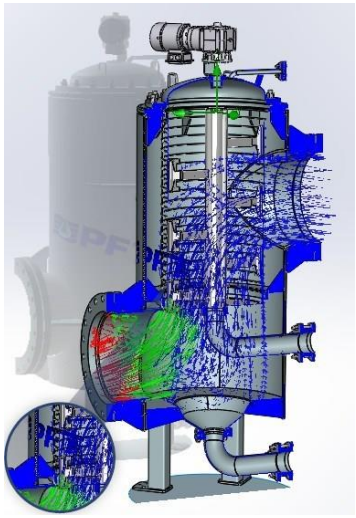
Proces czyszczenia nie przerywa filtracji.



Rys.1 Rysunek filtra samoczyszczącego FSDN



Zdj.1 Filtry samoczyszczące FSDN300 wody chłodzącej



Rys. 2 Symulacja CFD przepływu przez filtr typu FSDN

Zalety filtrów samoczyszczących

- 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 filtrów nie wymaga 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, polega na wstecznym przepływie przefiltrowanego czynnika w kierunku ssawy i tylko w zakresie pola jej oddziaływania.
- 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 usuniecie zakleszczonych zanieczyszczeń w szczelinach.

Podsumowanie

Filtry samoczyszczące stosowane w systemach wody technicznej w hydroelektrowniach zapewniają niezawodność ich pracy, zwiększają efektywność operacyjną i bezpieczeństwo instalacji. Dzięki nim hydroelektrownie mogą działać bardziej niezawodnie i ekonomicznie.



EUROPÄISCHES PATENT | EUROPEAN PATENT
BREVET EUROPÉEN

Hiermit wird bescheinigt, dass für die in der Patentschrift beschriebene Erfindung ein europäisches Patent für die in der Patentschrift bezeichneten Vertragsstaaten erteilt worden ist.

It is hereby certified that a European patent has been granted in respect of the invention described in the patent specification for the Contracting States designated in the specification.

Il est certifié par la présente qu'un brevet européen a été délivré pour l'invention décrite dans le fascicule de brevet, pour les États contractants désignés dans le fascicule.

Europäisches Patent Nr. / European patent No. / Brevet européen n°: EP4190425

Tag der Bekanntmachung des Hinweises auf die Erteilung des europäischen Patents / Date of publication of the mention of the grant of the European patent / Date de la publication de la mention de la délivrance du brevet européen: 12.02.2025

CLEANING NOZZLE FOR SLOTTED FILTER SCREEN WITH SELECTIVITY BELOW 90 MICROMETER

Patentinhaber | Proprietor(s) of the patent | Titulaire(s) du brevet

PFTechnology Spólka z ograniczona odpowiedzialnoscia
ul. Kosciuszki 96
26-680 Wierzbica
PL

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

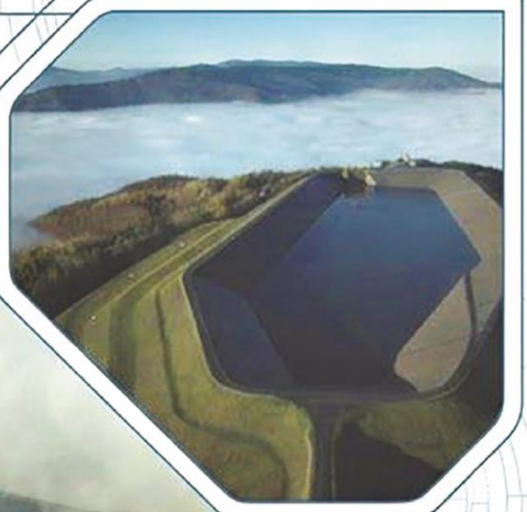
Jerzy Przydatek, mgr inż., ukończył Politechnikę Świętokrzyską w roku 1986. Do roku 1999 pracował jako konstruktor armatury przemysłowej w OBRA-P Kielce. Obecnie Dyrektor Techniczny, Członek Zarządu w firmie PFTechnology.

HZbud
Sp. z o.o.

BUDOWNICTWO

hydrotechniczne | inżynieryjne
sanitarne | ogólne

www.hzbud.pl











HZBUD Sp. z o.o., al. Wojska Polskiego 88c, 65-762 Zielona Góra
68 382 15 90 biuro@hzbud.pl @HZBUD

Sesja IX

Budowle i urządzenia hydrotechniczne

Session IX

Hydraulic civil engineering structures and equipment

9.1 Petras Punys:
Hydrologic and hydraulic studies on the installation of a navigation lock at a large operational hydropower dam on a lowland river

9.2 Andrzej Polniak:
Modułowe systemy jazowe jako element integracji niskospadowych MEW

9.3 Wojciech Kosoń:
Efektywne odwadnianie osadów w kontenerach syntetycznych SoilTain® jako skuteczna metoda zwiększania retencji wodnej

9.4 Wojciech Poręba:
Praktyczne i techniczne wyzwania w realizacji budowli hydrotechnicznych – doświadczenia

9.5 Leszek Balcarczyk, Dominika Skowronek, Joachim Pawliński
Nowoczesne pomiary geodezyjne dla zbiorników i elektrowni wodnych

9.1 Hydrologic and hydraulic studies on the installation of a navigation lock at a large operational hydropower dam on a lowland river

Petras Punys

Vytautas Magnus University Agriculture Academy, Universiteto str.10, 53361, Akademija Kaunas distr., Lithuania, e-mail: petras.punys@vdu.lt

Introduction

The Kaunas Hydropower Plant (Kaunas HPP) was constructed in 1959 on the Nemunas River, Lithuania's largest river, 223 km upstream from its mouth. Its reservoir is also used by the Kruonis Pumped-Storage Hydropower Plant (Kruonis PSHP). Despite the fact that the Nemunas is a migratory fish river and an inland waterway of international importance (E41, up to Kaunas HPP), it has neither a fish pass nor a navigation lock at the Kaunas HPP. Commercial freight navigation currently takes place only downstream of Kaunas.

In the 1960s, a project for a navigation lock at the Kaunas HPP dam was prepared, and a location for its construction was identified; however, the project was never implemented. Further upstream in Belarus, the Grodno HPP is also operated without either a fish pass or a navigation lock. New hydropower plants were planned on the Nemunas (Neman) in both countries, but these projects were never implemented. In Lithuania, the construction of dams on the Nemunas has been prohibited since 2004 under the Law on Water.

In recent years, efforts have been made to modernise the Nemunas inland waterway, both downstream of Kaunas and upstream of the Kaunas HPP reservoir, using conventional river training. A decision was made to construct a navigation lock at the Kaunas HPP dam. An Environmental Impact Assessment (EIA) procedure is currently underway. The preparation of the technical design is planned for 2029–2031, with construction potentially being completed by 2035. Similarly, the Law on Water requires a fish pass to be installed at the Kaunas HPP by 2030.

As part of the EIA procedure for the navigation lock, which is currently under consideration, hydrological and hydraulic studies were carried out for a short river reach downstream of the Kaunas HPP and within the reservoir. The main tasks were:

1. Overall assessment of the condition of the navigation channel, including the maintenance of its parameters and the need for additional measures to connect the navigation channel to the navigation lock, with particular emphasis on hydrological and hydraulic aspects.
2. Assessment of water-use and electricity-generation losses at the Kaunas HPP associated with the operation of the navigation lock, as well as the possibilities for recovering the lost energy.
3. Analysis of the integrated operation of the Kaunas HPP, Kruonis PSHP, navigation lock, and fish pass, including water-balance and energy assessments and the definition of coordinated operating regimes and responsibilities among the facilities.

Methodology

Long-term data from the Lithuanian Hydrometeorological Service stream gauging stations, Kaunas HPP and Kruonis PSHP operational data, were used in the study. Open-source software packages, including HEC-RAS, HEC-ResSim, and RETScreen, were employed for hydraulic and power-generation modelling.

Four navigation-lock alternatives were considered, comprising single- and double-chamber configurations at two potential locations. The bathymetry and topography of the river channel and floodplain were represented using a 1 × 1 m digital elevation model (DEM) of the river and valley.

At this stage of the study, the number of vessels expected to pass through the future navigation lock, and consequently the number of daily lockage cycles, has not yet been established. Therefore, a broad range of vessel traffic scenarios was considered, ranging from a minimum of 1 vessel to a maximum of 50 vessels per day.

For comparison, the Eefde navigation lock in the Netherlands handles more than 14,000 vessels per year [1], equivalent to approximately 40 vessels per day. Similar traffic volumes are recorded at the Freudenau HPP navigation lock on the Danube in Vienna, Austria. Experience gained from other projects was extensively utilised in this study (e.g., [2-6]).

Results

The declared navigation class of the E41 inland waterway in the downstream reach of Kaunas HPP is Class IV. However, its key parameter – the required water depth of 1.20 m till Kaunas HPP dam – is not maintained. The design water depths are below 1.15 m, and therefore riverbed dredging works are planned.

Due to accelerating climate change, the hydrological and hydraulic characteristics of the Nemunas River and the Kaunas HPP reservoir have changed considerably since the 1960s. In particular, extreme hydrological values, such as peak flows, water levels, ice cover, and others, have decreased significantly. Hydrological data indicate

that, over the past several decades, water levels in the Kaunas HPP tailwater have not declined, while the riverbed elevation in this reach has stabilised and a natural riverbed armouring/self-stabilization process has developed.

The hydraulic flow conditions in the tailwater for vessels approaching or leaving the navigation lock are relatively difficult due to the rapid start-up and shutdown of the Kaunas HPP turbines. The maximum instantaneous rates of water-level rise and fall exceed 1.1 m/h [5]. Protective structures should therefore be provided in the river channel to ensure safe conditions for vessels waiting for, approaching, and leaving the navigation lock. In addition, the interaction between the operating regime of the navigation lock and the operation of the Kaunas HPP turbines needs to be assessed and defined in greater detail.

When water is discharged from the navigation lock, a transient water-level surge will be generated in the Nemunas downstream of the Kaunas HPP dam. However, the height of this wave is expected to be at least 3–4 times lower than the waves generated by the start-up or shutdown of the Kaunas HPP turbines. The conditions for vessels approaching and leaving the navigation lock within the Kaunas HPP reservoir are considerably more favourable than those in the tailwater.

The amount of electricity generation lost at the Kaunas HPP depends on the number of lockage cycles. Under an optimal scenario of 10 lockage cycles per day, the electricity-generation loss during the navigation season could reach approximately 5.5 GWh**,** corresponding to about 3% of annual electricity generation. Partial recovery of this lost energy could potentially be achieved by integrating microturbines into the navigation lock system [6].

The navigation lock alone does not provide an effective solution for fish migration through the Kaunas HPP dam. Several alternatives for the installation of a fish passage have therefore been proposed.

Numerical modelling indicates that navigation-lock operations would have a negligible effect on the water-level regime of the Kaunas HPP reservoir and would not significantly affect the operating regime of the Kruonis PSHP, particularly with respect to reservoir water-level fluctuations and drawdown. The influence of the operating regimes of the Kaunas HPP and Kruonis PSPP on reservoir water levels is considerably greater.

A 1D hydraulic model was used to assess the hydraulic conditions in the Kaunas HPP tailwater, including maximum discharges, water levels, and flow velocities, at the locations where the proposed navigation-lock alternatives are being considered (Fig.1).

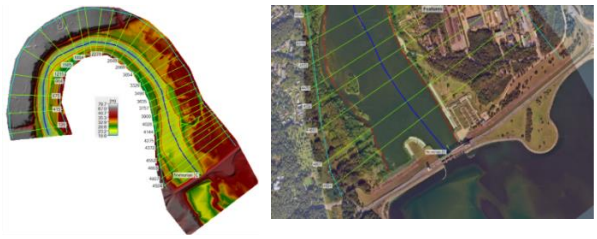


Fig. 1 The modelled Kaunas HPP dam tailwater with designated cross-sections

If a relatively short navigation channel is constructed in the tailwater, with a guaranteed navigation depth of up to 1.20 m**,** the riverbed will need to be locally dredged, particularly in the vicinity of the navigation lock. This would result in a minor reduction in river water levels—approximately 3–9 cm under mean annual and environmental flow conditions compared with the present riverbed configuration.

A somewhat greater reduction in water levels—approximately 6–16 cm under mean annual and environmental flow conditions—would occur if a navigation channel were constructed outside riverbanks while the navigation lock is not in operation. In either case, however, the overall hydrological and hydraulic regime of the river would not be significantly altered**.**

When preparing new Reservoir Operation and Maintenance Rules**,** it will be essential to optimally coordinate the operating regimes of the Kaunas HPP, Kruonis PSHP, and the navigation lock**.** The operation of the navigation lock should not compromise the functionality of the power system, apart from the electricity-generation losses at the Kaunas HPP resulting from the reduced flow passing through its turbines.

If the Kaunas HPP is operating outside the operating range (extremely low flow), navigation-lock operation will have to be restricted due to insufficient water inflow, with priority given to electricity generation and/or other reservoir stakeholders.

References

1. **Legesse, S.A. Shrestha A., Marence, M. Franca, M.J.**: *Unlocking low head hydro potential from existing water infrastructure in the Netherlands*. Hydropower & Dams, 5, 2024, 100-109.
2. **Milius P., Darbutas A.**: *Dynamics, causes, and trends of changes in the Nemunas riverbed in the Kaunas area*. Water Management Engineering. No. 38(58), 2011, 42-54.
3. **Šulek P, Kinczer T.**: *Expert control system of shipping operation on the Gabcikovo project*. Pollack periodica 2019;14:139–150.
4. **Fošumpaur P.**: *Effects of Hydro Power Plant Releases on Navigation Conditions in the Lower Lock Approach.* IOP conference series. Materials Science and Engineering 2022;1252:12049.
5. **Šilinis, L., Punys, P., Radzevičius, A., Kasiulis, E., Dumbrauskas, A., Jurevičius**, **L.**: *An assessment of hydropeaking metrics of a large-sized hydropower plant operating in a lowland river, Lithuania*. Water, 2020, 12, 1404.
6. **Schlemmer E, Ramsauer F, Cui X, Binder A.**: *HYDROMATRIX® and StrafloMatrix, electric energy from low head hydro potential*. ICCEP May 2007;:329–334

Author

Petras Punys, PhD in Hydraulic Engineering. Since 2002, he has been a full professor in the Department of Water Engineering at Vytautas Magnus University. He has published numerous scientific papers and book chapters on hydrology, hydropower, and river basin management, as well as textbooks in these fields. Since 1993, he has served as Chairman of the Lithuanian Hydropower Association. He has participated in numerous EU-funded and national projects addressing small hydropower and water management issues.

9.2 Modułowe systemy jazowe jako element integracji niskospadowych MEW

Od projektu POIR.01.02.00-00-0251/16 do wdrożeń z turbiną Kaplana i turbiną Archimedesa

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

Fundusze Europejskie Inteligentny Rozwój | Rzeczpospolita Polska | NCBR Narodowe Centrum Badań i Rozwoju | Unia Europejska Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego

Streszczenie

Artykuł przedstawia rozwój technologii modułowych małych elektrowni wodnych i ruchomych modułów jazowych na tle rezultatów projektu POIR.01.02.00-00-0251/16. Główną tezą jest traktowanie urządzenia piętrzącego jako aktywnego elementu układu sterowania stopniem wodnym, współpracującego z hydrozespołem, automatyką, przepławką i częścią elektroenergetyczną. Omówiono dwa kierunki wdrożeniowe: MEW Papiernia w Żaganiu z niskospadową turbiną Kaplana oraz MEW Czechy na Szreniawie z turbiną Archimedesa. Porównanie pokazuje, że wspólnym rdzeniem może być moduł jazowy, pomiary, logika regulacji i bezpieczeństwa, natomiast moduł energetyczny może być dobierany zależnie od lokalizacji.

Słowa kluczowe: mała elektrownia wodna, MEW, jaz powłokowy, modułowy stopień wodny, turbina Kaplana, turbina Archimedesa, PMSG, automatyka, retencja korytowa, *fish friendly*, POIR.

1. Wprowadzenie

Rozwój małej energetyki wodnej w Polsce jest w dużej mierze związany z ponownym wykorzystaniem istniejących stopni, jazów, dawnych obiektów młyńskich i ujęć. W takich lokalizacjach potencjał energetyczny rzeki jest częściowo ukształtowany przez istniejące piętrzenie, natomiast zasadniczym wyzwaniem pozostaje dostosowanie obiektu do współczesnych wymagań bezpieczeństwa, ochrony środowiska, automatyzacji i ekonomiki inwestycji. W niskospadowych MEW część budowlana i urządzenia piętrzące stanowią znaczący udział nakładów, dlatego rozwój technologii nie może ograniczać się do samej turbiny.

Projekt POIR.01.02.00-00-0251/16 „Opracowanie technologii niskospadowej modułowej elektrowni wodnej o wysokiej efektywności energetycznej i minimalnej ingerencji w środowisko” stworzył bazę do systemowego podejścia [1]. W ramach prac rozwijano rozwiązania turbinowe, generatorowe, konstrukcyjne i sterujące. Doświadczenia te pozwalają dziś rozszerzyć pierwotną ideę modułowej elektrowni do pojęcia modułowego stopnia wodnego, w którym ruchomy jaz staje się aktywnym elementem wspólnej regulacji.

2. Projekt POIR jako baza technologiczna

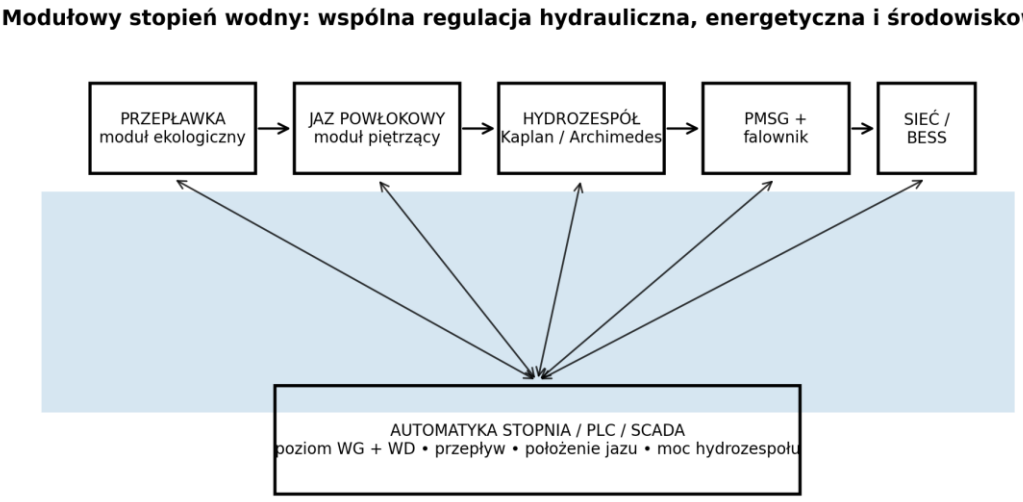
Badania IMP PAN obejmowały modelową wysokobieżną turbinę Kaplana o średnicy wirnika 300 mm. Dokumentacja modelu opisuje trójłopatowy wirnik, 14 regulowanych łopatek kierownicy oraz układ przepływowy przeznaczony do pracy przy niskich spadach [2]. Badania wykazały możliwość uzyskania wysokiej sprawności przy wysokim wyróżniku szybkobieżności, co ma znaczenie dla ograniczenia gabarytów maszyny przy wymaganej przepływności.

Równolegle rozwijano generator synchroniczny z magnesami trwałymi PMSG oraz energoelektronikę. W podejściu modułowym generator nie jest traktowany jako samodzielny element, lecz jako część wspólnego układu, w którym przepływ, prędkość obrotowa, moc i poziomy wody są wejściami dla algorytmu sterowania. Dzięki temu możliwe jest dopasowanie punktu pracy hydrozespołu do bieżących warunków hydrologicznych oraz koordynacja z urządzeniem piętrzącym.

3. Od modułowej elektrowni do modułowego stopnia wodnego

Modułowość należy rozumieć w dwóch wymiarach. W znaczeniu konstrukcyjnym oznacza prefabrykację i powtarzalność elementów przygotowywanych poza placem budowy. W znaczeniu funkcjonalnym oznacza podział całego stopnia na współpracujące bloki: piętrzący, energetyczny, ekologiczny, pomiarowo-sterujący i elektroenergetyczny. To drugie rozumienie jest szczególnie ważne przy rewitalizacji istniejących obiektów, gdzie geometria budowli jest zastana, a wymienialne mogą być urządzenia oraz interfejsy.

Wspólny rdzeń obejmuje pomiary poziomu wody górnej i dolnej, położenie jazu, stan hydrozespołu, komunikację, system awaryjny oraz logikę utrzymania rzędnej. Moduł energetyczny może być wymienny: Kaplan, Archimedes lub inna maszyna dobrana do spadu i przepływu. Moduł ekologiczny obejmuje przepławkę i wymagany przepływ środowiskowy. Takie podejście pozwala zachować wspólną filozofię działania stopnia przy zmianie typu turbiny.



Rys. 1. Architektura funkcjonalna modułowego stopnia wodnego

4. Moduł jazowy jako aktywny element regulacji

W niskospadowej MEW nawet kilkanaście centymetrów różnicy poziomu wpływa na moc osiągalną przez hydrozespół. Dlatego jaz powinien być traktowany jako element energetyczny i bezpieczeństwa. Elastyczna powłoka może być napełniana i opróżniana w sposób kontrolowany, dzięki czemu zmienia efektywną wysokość progu. W normalnej pracy stabilizuje poziom wody górnej. Po osiągnięciu maksymalnego przełyku turbiny przejmuje przepływ nadmiarowy, a podczas wezbrania może zostać stopniowo lub całkowicie obniżona.

Hierarchia sterowania powinna mieć charakter nadrzędny: bezpieczeństwo hydrotechniczne i dopuszczalne rzędne, następnie przepływ środowiskowy i prawidłowe warunki pracy przepławki, a dopiero w trzeciej kolejności maksymalizacja produkcji energii. W ten sposób układ jaz–turbina–przepławka staje się jednym systemem regulacyjnym, a nie zestawem niezależnych urządzeń.

5. MEW Papiernia – moduł Kaplana

MEW Papiernia w Żaganiu jest przykładem przejścia od prac badawczo-rozwojowych do wdrożenia w rzeczywistym obiekcie. Zastosowano hydrozespół z turbiną Kaplana o średnicy wirnika około 700 mm, współpracujący z generatorem PMSG o mocy 37 kW przy spadzie około 2,5 m. Trójłopatowy wirnik i aparat kierowniczy zapewniają możliwość pracy w szerokim zakresie przepływów, typowym dla niskospadowych obiektów rzecznych.

Doświadczenia z Papierni potwierdzają znaczenie prefabrykacji oraz standaryzacji interfejsów. Przy małych mocach ograniczenie czasu robót i liczby indywidualnych elementów wykonywanych na miejscu może mieć istotny wpływ na ekonomikę inwestycji. W przyszłych wdrożeniach powtarzalne mogą być rozwiązania komór turbinowych, ram, szaf sterowniczych, układów pomiarowych i przyłączy generatora.

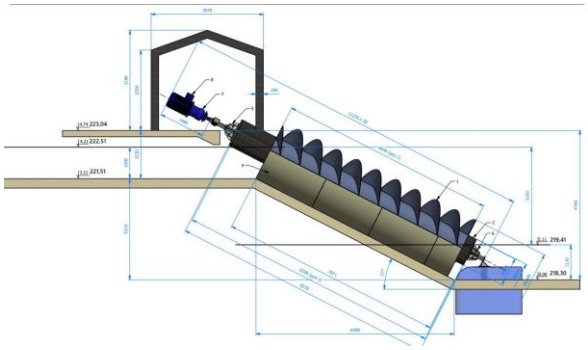


Fot. 1. MEW Papiernia
– obiekt i elementy hydrozespołu Kaplana.

6. MEW Czechy – moduł Archimedesa

MEW Czechy na rzece Szreniawie rozwija tę samą logikę stopnia, lecz z innym modułem energetycznym. Przyjęty spad wynosi około 3,10 m, średnica śruby około 2,0 m, długość około 7,5 m i nachylenie około 27°. Generator PMSG ma moc 37 kW. Turbina współpracuje z jazem powłokowym o szerokości około 4,75 m oraz przepławką. Funkcjonalny układ ma postać: przepławka – jaz – turbina, przy zachowaniu wspólnej architektury pomiarów, automatyki i regulacji piętrzenia.

Śruba Archimedesa pracuje przy relatywnie małej prędkości obrotowej i bez gwałtownych zmian ciśnienia w zamkniętym torze przepływowym. W porównaniu z turbinami ciśnieniowymi ogranicza to ryzyko barotraumy, wysokich naprężeń ścinających i kontaktu ryb z szybko poruszającymi się elementami. Nie eliminuje to całkowicie ryzyka urazów, lecz zasadniczo zmienia mechanizm oddziaływania na ichtiofaunę. W projekcie Czechy aspekt fish friendly uzupełnia równoległa przepławka, przeznaczona do zachowania ciągłości migracyjnej stopnia.



Rys. 2. MEW Czechy
– koncepcja zabudowy turbiny Archimedesa.

7. Autonomiczny jaz i retencja korytowa

Rozwinięciem modułu piętrzącego jest autonomiczny jaz powłokowy wyposażony w pomiar poziomu, PLC/HMI, telemetrię i lokalne zasilanie. Przykład Kamiennej Góry na rzece Zadrnej pokazuje możliwość realizacji samodzielnego układu regulacji piętrzenia z własnym źródłem energii. Włączenie takiego rozwiązania do architektury MEW pozwala traktować jaz jako niezależny i bezpieczny moduł wykonawczy, zdolny do utrzymywania rzędnej także przy postoju hydrozespołu.



Fot. 2. Jaz autonomiczny Kamienna Góra – rzeka Zadrna.

Przy przepływach niskich i średnich ruchomy jaz może zwiększać retencję korytową przez utrzymywanie zadanej rzędnej. Podczas wezbrania ta sama zdolność regulacyjna działa odwrotnie: obniżenie powłoki zmniejsza wysokość czynnego progu i zwiększa przepustowość części jazowej. Warunkiem jest poprawnie zaprojektowany algorytm z trybami normalnym, wezbraniowym, awaryjnym i serwisowym, a także odpowiednia redundancja sygnałów krytycznych.

8. Wspólny rdzeń i standaryzacja

Porównanie MEW Papiernia i MEW Czechy pokazuje, że modułowość należy rozumieć przede wszystkim jako standaryzację funkcji i interfejsów. Wspólne pozostają pomiary WG/WD, logika bezpieczeństwa, sterowanie jazem, komunikacja, zdalny nadzór i integracja z modułem ekologicznym. Zmianie podlegają przede wszystkim geometria części przepływowej oraz maszyna wodna. Dzięki temu rodzina modułowych rozwiązań może być adaptowana do lokalizacji o różnych spadach i przepływach bez projektowania całego systemu od początku.

9. Generator PMSG i energoelektronika

Zastosowanie generatora synchronicznego z magnesami trwałymi jest szczególnie użyteczne w małych hydrozespołach, w których obciążenie zmienia się wraz z przepływem i dostępnym spadem. Brak konieczności zasilania wzbudzenia ogranicza straty własne, natomiast współpraca z przekształtnikiem pozwala oddzielić prędkość obrotową maszyny od częstotliwości sieci. Dzięki temu algorytm sterowania może wybierać punkt pracy korzystny hydraulicznie, a energoelektronika odpowiada za parametry energii oddawanej do sieci. W układzie modułowym oznacza to możliwość standaryzacji generatora, falownika, zabezpieczeń i sposobu komunikacji niezależnie od typu turbiny.

W MEW Papiernia PMSG współpracuje z szybkobieżnym modułem Kaplana, natomiast w MEW Czechy z wolnoobrotową śrubą Archimedesa poprzez przekładnię planetarną. Z punktu widzenia automatyki oba przypadki mogą korzystać ze wspólnego zestawu sygnałów: prędkości obrotowej, mocy czynnej, temperatury, stanu falownika, poziomów WG/WD i położenia jazu. Umożliwia to budowę jednego standardu szafy sterowniczej oraz jednego sposobu archiwizacji danych eksploatacyjnych. Rozwiązanie takie ułatwia również późniejszą integrację z magazynem energii lub lokalnym systemem zarządzania energią, przy zachowaniu nadrzędnego priorytetu gospodarki wodnej i bezpieczeństwa stopnia.

10. Ciągłość ekologiczna i zasada fish friendly

Minimalizacja ingerencji w środowisko nie może być rozumiana wyłącznie jako ograniczenie kubatury betonu lub skrócenie robót. Dla stopnia wodnego kluczowe jest zachowanie ciągłości ekologicznej cieku. Dlatego przepławka powinna być projektowana jako równorzędny moduł obiektu, a sterowanie jazem i hydrozespołem powinno respektować przepływ wymagany do jej prawidłowej pracy. W praktyce oznacza to konieczność kontroli różnicy poziomów na wejściu i wyjściu, utrzymania minimalnego przepływu oraz unikania takich zmian piętrzenia, które pogarszałyby warunki migracji.

Dodatkowym elementem jest sposób przejścia ryb z prądem rzeki przez moduł energetyczny. Turbina Archimedesa pracuje w przepływie swobodnym, przy małej prędkości obrotowej i bez gwałtownej dekompresji typowej dla części zamkniętych turbin ciśnieniowych. Ogranicza to ryzyko barotraumy, silnych naprężeń ścinających i kolizji z szybko poruszającymi się łopatami. Turbiny Kaplana i Francisa mogą być projektowane w wariantach bardziej przyjaznych dla ryb, jednak sam mechanizm przepływu pozostaje inny. Z tego powodu w MEW Czechy śruba Archimedesa jest traktowana jako rozwiązanie o korzystnym profilu fish friendly, uzupełniające klasyczną przepławkę.

11. Wnioski

Projekt POIR.01.02.00-00-0251/16 stworzył bazę do rozwoju niskospadowych modułowych MEW. MEW Papiernia potwierdza możliwość praktycznej integracji modułu Kaplana, a MEW Czechy pokazuje transfer tej samej architektury do wolnoobrotowej turbiny Archimedesa.

Wspólnym rdzeniem obu konfiguracji może być aktywny moduł jazowy, pomiary poziomów, sterownik PLC/SCADA, logika bezpieczeństwa i moduł ekologiczny. Docelowy zestaw: jaz + hydrozespół + przepławka + PMSG/energoelektronika + automatyka może być konfigurowany zależnie od warunków konkretnej lokalizacji.

Najważniejszym kierunkiem dalszego rozwoju jest pełna integracja gospodarki wodnej, produkcji energii i ochrony środowiska w jednym algorytmie sterowania. Taki system powinien automatycznie przechodzić między pracą normalną, trybem wysokich przepływów, awarią hydrozespołu i pracą serwisową, zachowując bezpieczne rzędne oraz wymagany przepływ środowiskowy. Standaryzacja warstwy pomiarowej i sterującej przy jednoczesnej wymienności modułu energetycznego może być podstawą do powtarzalnych wdrożeń na istniejących niskich stopniach wodnych.

Przywołania

1 Projekt POIR.01.02.00-00-0251/16: *Opracowanie technologii niskospadowej modułowej elektrowni wodnej o wysokiej efektywności energetycznej i minimalnej ingerencji w środowisko.*

2 **Krzemianowski Z., Maurin A., Henke A**.: *Modelowa wysokobieżna turbina Kaplana – dokumentacja techniczna, opis układu łopatkowego oraz wyniki badań modelowych,* IMP PAN, Gdańsk, 2020.

3. AQUA-Tech Sp. z o.o.: *Innowacyjne modułowe rozwiązania dla MEW o najniższych spadach,* Materiały HYDROFORUM 2021, Gdańsk, 2021.

4 AQUA-Tech Sp. z o.o.: *Materiały projektowe MEW Czechy – odbudowa stopnia wodnego na rzece Szreniawie, km 43+960.*

Informacja o finansowaniu

Prace badawczo-rozwojowe stanowiące bazę technologii opisanej w artykule realizowano w ramach projektu nr POIR.01.02.00-00-0251/16 „Opracowanie technologii niskospadowej modułowej elektrowni wodnej o wysokiej efektywności energetycznej i minimalnej ingerencji w środowisko”, współfinansowanego w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014–2020.

Autor

Andrzej Polniak, inż. MBA, AQUA-Tech Sp. z o.o., Trzebinia. Zajmuje się projektowaniem i wdrażaniem ruchomych zamknięć jazowych, modułowych rozwiązań dla małych elektrowni wodnych oraz integracją hydrotechniki z automatyką, systemami generacji energii i retencja oraz systemami przeciwpowodziowymi.



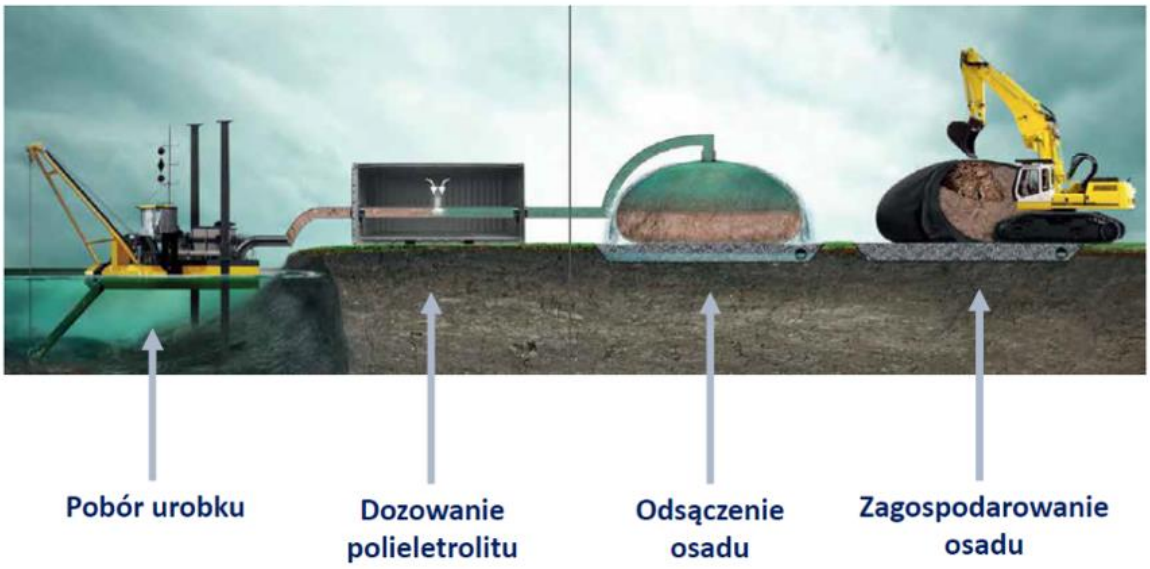
9.3 Efektywne odwadnianie osadów w kontenerach syntetycznych SoilTain® jako skuteczna metoda zwiększania retencji wodnej

Wojciech Kosoń

Przedsiębiorstwo Realizacyjne INORA sp. z o.o.
e-mail: wojciech.koson@inora.pl

Zwiększenie retencji wodnej poprzez odmulanie zbiorników w technologii SoilTain® stanowi kluczowy element przeciwdziałania skutkom suszy i powodzi. Metoda ta przywraca naturalną pojemność retencyjną akwenów za pomocą mechanicznego odwadniania osadów dennych w syntetycznych georurach SoilTain®

Metoda ta polega na grawitacyjnym odwadnianiu osadów dennych pochodzących z różnego rodzaju zbiorników wodnych. Georury mają postać specjalnie zszywanych rękawów z kominem, wykonywanych z wytrzymałych i wodoprzepuszczalnych materiałów geosyntetycznych – najczęściej geotkanin poliestrowych i polipropylenowych. Dzięki odpowiednio dobranej wielkości porów filtracyjnych ciecz swobodnie wypływa na zewnątrz, podczas gdy części stałe zostają zatrzymane wewnątrz rękawa.



Fot.1.Przebieg procesu technologicznego

1. Przygotowanie terenu.

Przed rozpoczęciem prac należy wyprofilować podłoże. W zależności od charakteru gruntu i rodzaju osadu stosuje się warstwy uszczelniające, membrany, geowłókniny ochronne oraz drenaż odprowadzający odfiltrowaną ciecz z powrotem do zbiornika.

2. Pobór oraz transport osadu.

Pobieranie mułu z dna zbiornika odbywa się za pomocą pogłębiarek. Wydobyty osad kierowany jest rurociągiem bezpośrednio do kominków wlotowych georur.

3. Dozowanie flokulantu i odwadnianie.

W trakcie przepompowywania mierzony jest bieżący przepływ uwodnionego osadu, co pozwala na precyzyjne określenie i automatyczne dawkowanie odpowiedniej ilości polielektrolitu. Osad wraz z polielektrolitem trafia do georury, gdzie natychmiast rozpoczyna się grawitacyjne odwadnianie

4. Proces odwadniania

Georura napełniana jest do wyznaczonego poziomu maksymalnej wysokości, po czym następuje naturalna redukcja objętości wskutek odpływu wody. Następnie rękaw dopełnia się kilkakrotnie kolejnymi porcjami szlamu aż do pełnego wykorzystania jego pojemności.

5. Konsolidacja i osuszanie:

Końcowy etap, w którym odbywa się ostateczna konsolidacja zagęszczonego materiału oraz jego finalne osuszanie.

Po ostatecznym osuszeniu uzyskuje się znaczną redukcję objętości materiału. Osad można wydobyć poprzez rozcięcie rękawa geosyntetycznego i przetransportować w docelowe miejsce składowania. Istnieje również możliwość zasypania georur i całkowitego zazielenienia lub zagospodarowania terenu, o ile szlam nie zawiera substancji toksycznych i nie zagraża środowisku naturalnemu.

Elementem warunkującym wysoką efektywność całego procesu jest zastosowanie polielektrolitów zwanych flokulantami.

Technologia georur SoilTain® stanowi szybką, wysoce skuteczną oraz ekonomicznie uzasadnioną alternatywę dla tradycyjnych metod oczyszczania zbiorników wodnych. Największą zaletą ekonomiczną rozwiązania jest znaczna redukcja objętości odwodnionego mułu jako produktu końcowego. Pozwala to na radykalne zmniejszenie bezpośrednich kosztów związanych z późniejszym załadunkiem, transportem, składowaniem oraz utylizacją odpadów osadowych. Treść niniejszej prezentacji została opracowana na podstawie praktycznych doświadczeń i wniosków z realizacji projektów w Ogrodzie Botanicznym UMCS w Lublinie oraz podczas odmulania strugi Nacyny w Rybniku.opracowań niepublikowanych należy tłumaczyć na język tekstu głównego zaznaczając w nawiasie język oryginału, np. (w jęz. niemieckim). Tak samo należy postępować w przypadku publikacji drukowanych alfabetem innym niż łacina lub cyrylica. W przypadku cytowania publikacji drukowanych cyrylicą przewiduje się stosowanie alfabetu oryginalnego lub transkrypcji..



Fot. 2.Prace polegające na odmuleniu stawu w UMSC w Lublinie.

Autor

Wojciech Kosoń, menedżer sprzedaży i rozwiązań dla hydrotechniki, specjalista z ponad 25-letnim doświadczeniem w branży inżynieryjnej, łączący zaawansowaną wiedzę techniczną z praktyką budowlaną w hydrotechnice. Z sukcesem doradza i wdraża innowacyjne technologie geosyntetyczne w kluczowych projektach infrastrukturalnych, wodnych i środowiskowych. Współpracuje z biurami projektowymi oraz instytutami badawczymi, zapewniając wsparcie inżynieryjne i optymalizację techniczną na każdym etapie procesu inwestycyjnego.

9.4 Praktyczne i techniczne wyzwania w realizacji budowli hydrotechnicznych – doświadczenia

Wojciech Poręba

HZBUD Sp. z o.o. / Lubuska Okręgowa Izba Inżynierów Budownictwa, Zielona Góra
e-mail: wp@hzbud.pl

W prezentacji przedstawiono analizę mechanizmów uszkodzeń oraz procesu karbonatyzacji powierzchni betonowych na podstawie doświadczeń realizacyjnych firmy HZBUD Sp. z o.o., uzyskanych podczas prac na obiektach hydrotechnicznych o zróżnicowanej specyfice i warunkach eksploatacji. W pracy szczegółowo przeanalizowano wpływ błędów wykonawczych popełnionych na etapie budowy (takich jak niewłaściwa pielęgnacja betonu, błędne zagęszczenie, brak zachowania odpowiedniej grubości otuliny czy niepoprawny skład mieszanki) w zestawieniu z oddziaływaniem zróżnicowanych klas ekspozycji środowiskowej.

Ocena stanu technicznego poszczególnych obiektów została oparta na badaniach terenowych i laboratoryjnych, obejmujących m.in. wizualną ocenę zniszczeń, pomiary głębokości karbonatyzacji, pobranie zwiercin oraz badania chemiczne na zawartość jonów chlorkowych, siarczanowych i azotanowych, jak również badania wytrzymałości na odrywanie metodą pull-off i analizę stopnia korozyjnego zbrojenia. Na podstawie uzyskanych wyników zidentyfikowano kluczowe czynniki przyspieszające degradację struktury betonu i utratę właściwości ochronnych otuliny.

W drugiej części pracy zaprezentowano proces doboru optymalnych technologii naprawczych dostosowanych do charakteru uszkodzeń oraz warunków pracy poszczególnych elementów konstrukcyjnych. Omówiono systemy reprofilacji zaprawami typu PCC/SPCC, metody iniekcji rys i spękań, zastosowanie powłok ochronnych i elastycznych szlamów uszczelniających o zdolności do mostkowania rys, a także rozwiązania zwiększające opór dyfuzyjny wobec dwutlenku węgla. Skuteczność wytypowanych rozwiązań zweryfikowano na podstawie poletek próbnych oraz kontrolnych badań przyczepności i szczelności. Całość zwieńczono podsumowaniem praktycznych oraz technicznych wyzwań realizacyjnych napotykanych podczas wykonywania prac naprawczych, zestawionych bezpośrednio z przebiegiem i specyfiką analizowanych zjawisk destrukcyjnych

Autor

Wojciech Poręba, mgr inż., Przewodniczący Okręgowej Rady Lubuskiej Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa, członek Krajowej Rady PIIB oraz Przewodniczący Rady Młodych przy KR PIIB.

Posiada uprawnienia bez ograniczeń do projektowania w specjalności hydrotechnicznej oraz do kierowania robotami w specjalnościach: hydrotechnicznej (ze specjalizacją obiekty śródlądowe), konstrukcyjno-budowlanej, drogowej i mostowej.

Ekspert w dziedzinie skomplikowanych budowli wodnych – kierował m.in. remontem przelewu stokowego Zapory Niedzica, modernizacją ekranu Zapory Jeziorsko oraz modernizacją Zbiornika Górnego ESP Żar.

9.5 Nowoczesne pomiary geodezyjne dla zbiorników i elektrowni wodnych

Leszek Balcarczyk, Dominika Skowronek, Joachim Pawliński

3D FORMAT sp. z o.o.
e-mail: leszek.balcarczyk@3d-format.pl

1 Cel i znaczenie pomiarów

Największe polskie elektrownie wodne powstawały głównie w drugiej połowie XX wieku. Zmiany klimatyczne, objawiające się wzrostem częstotliwości i intensywności zjawisk ekstremalnych – susz i intensywnych opadów, pogarszają sytuację zbiorników retencyjnych. Akumulacja materiału transportowanego przez rzeki zmienia geometrię dna powodując zmniejszanie jego realnej pojemności.

Jednocześnie dynamiczny rozwój technik geodezyjnych wykorzystujących platformy bezzałogowe sprawił, że pomiary, które dotychczas były czasochłonne i kosztowne, można wykonywać szybciej, bezpieczniej i przy zdecydowanie mniejszych nakładach finansowych. Powtarzane pomiary pozwalają aktualizować zależność objętości od rzędnej wody oraz oceniać zmiany zasobów retencyjnych. Dla zbiorników z elektrowniami ma to znaczenie zarówno w ochronie przeciwpowodziowej, jak i w gospodarowaniu wodą na potrzeby produkcji energii.

Referat omawia cztery uzupełniające się techniki: batymetrię z jednostek USV, lotniczy LiDAR, fotogrametrię i naziemny skaning laserowy pozwalające na pełne, przestrzenne odwzorowanie czaszy zbiornika, jego brzegów czy infrastruktury elektrowni.

2 Batymetria z bezzałogowych jednostek USV

USV (ang. unmanned surface vessel) jest bezzałogową jednostką pływającą, która przenosi echosondę i odbiornik GNSS (rys.1). Echosonda określa głębokość na podstawie czasu powrotu impulsu akustycznego, a GNSS RTK umożliwia przestrzenne przypisanie wyniku. Zaplanowana misja prowadzi jednostkę po profilach, podczas gdy operator kontroluje jej pozycję i może przejąć sterowanie (rys. 2). Taki sposób pracy ogranicza konieczność przebywania zespołu na wodzie, zwłaszcza w trudno dostępnych strefach przybrzeżnych



Rys. 1. Bezzałogowa łódź batymetryczna (USV) w trakcie realizacji misji autonomicznej. Materiały 3D FORMAT [3]

Zazwyczaj na wodach śródlądowych do właściwego odwzorowania dna wystarcza stosowanie echosond jednowiązkowych uzupełnionych pomiarami linii brzegowej technikami fotogrametrii lub LiDAR. Rozstaw profili powinien odpowiadać morfologii dna, ze zwiększoną gęstością w rejonie ujść dopływów, stromych stoków i budowli. Pomiar jednowiązkowy dostarcza danych wzdłuż tras, a powierzchnia między nimi wymaga interpolacji. Dlatego szczegółowość modelu zależy również od układu profili, a nie tylko od dokładności echosondy. Wynikami są numeryczny model dna, izobaty, przekroje i dane do obliczeń objętości.



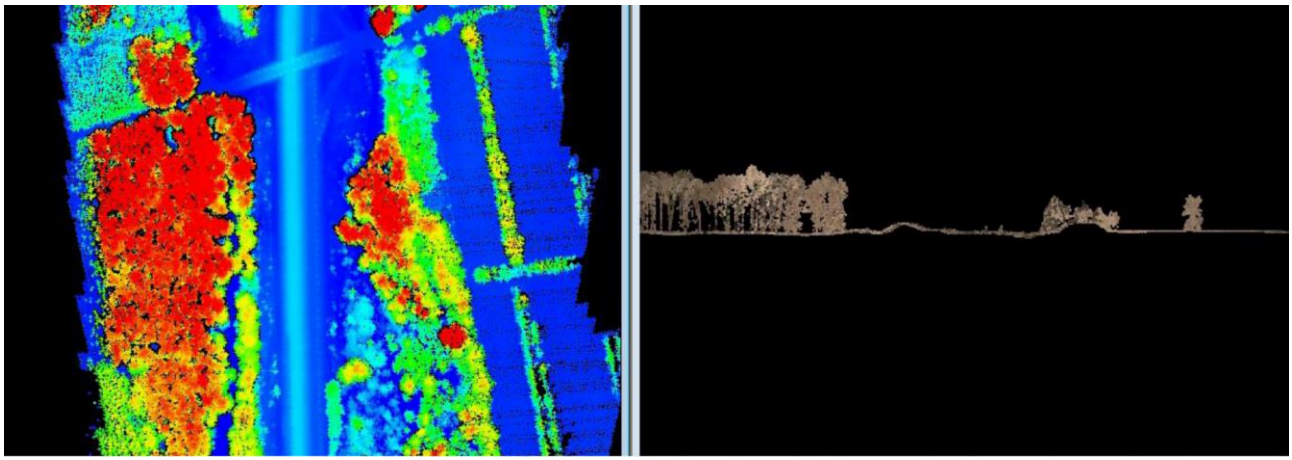
Rys. 2. Kontroler łodzi USV z wyświetlonymi widokiem misji w trakcie realizacji. Materiały 3D FORMAT [3]

3 Lotniczy skaning laserowy LiDAR i fotogrametria

Skaner LiDAR wyznacza położenie punktów na podstawie pomiaru odległości laserem i informacji o pozycji oraz orientacji skanera. Sensor zamontowany na bezzałogowym statku powietrznym (ang. UAV) rejestruje gęstą chmurę punktów opisującą brzegi zbiornika, skarpy, obwałowania i otoczenie. W opracowaniu dane wymagają wyrównania trajektorii, kontroli pasów nalotu, filtracji i klasyfikacji. Oddzielenie punktów gruntu od roślinności i zabudowy pozwala utworzyć numeryczny model terenu. Jest to szczególnie istotne dla tych fragmentów zbiorników, na których występuje roślinność. Połączenie numerycznego modelu terenu pozyskanego dronem z sensorem LiDAR w połączeniu z danymi batymetrycznymi pozwala na pełne odwzorowanie czaszy zbiornika i wyznaczenie krzywej wypełnienia.

Fotogrametria z kolei odtwarza geometrię obiektu z serii zdjęć wykonanych z różnych stanowisk, z odpowiednim pokryciem wspólnym. Technika ta to fotogrametria niskopułapowa z zastosowaniem obrazów niemetrycznych. Dopasowanie obrazów, orientacja i rekonstrukcja prowadzą do chmury punktów, ortofotomapy oraz modelu powierzchni lub siatki 3D z teksturą. Odniesienie przestrzenne zapewniają pomierzone fotopunkty lub dane pozycjonowania kamery, a jakość należy weryfikować na niezależnych punktach kontrolnych. Dobór wysokości i kierunków nalotu powinien uwzględniać wymaganą rozdzielczość oraz geometrię skarp i konstrukcji.

Ortofotomapa, jako jeden z głównych wyników nalotu fotogrametrycznego - ułatwia lokalizowanie elementów infrastruktury i dokumentowanie stanu odsłoniętych brzegów. Z kolei model siatkowy z teksturą (ang. 3D textured mesh) wspiera wizualną interpretację geometrii i pozwala na wygodne, fotorealistyczne odwzorowanie obiektu. Rekonstrukcję utrudniają refleksy na wodzie, ruch roślinności i zasłonięcia. Model widocznej powierzchni roślinności nie jest modelem gruntu. Obszary takie wymagają odpowiedniej filtracji lub uzupełnienia inną techniką, przykładowo ww. techniką LiDAR lub klasycznymi pomiarami GPS czy tachimetrycznymi.



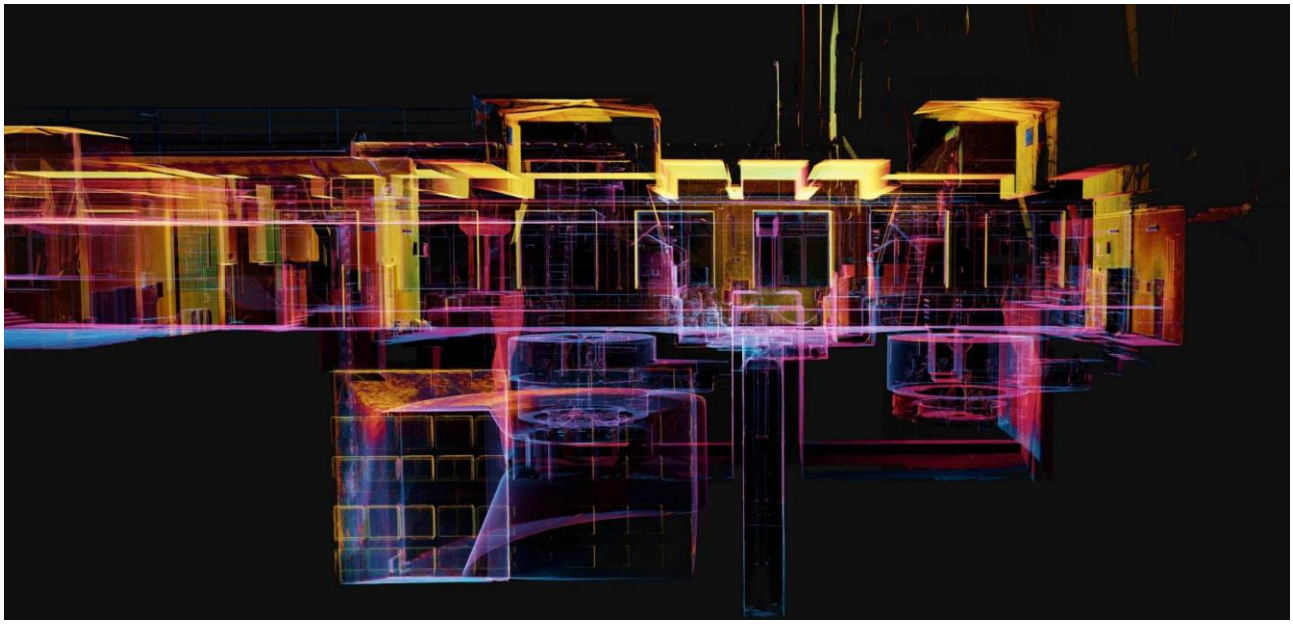
Rys. 3. Chmura punktów 3D: widok z góry i przekrój przez teren z roślinnością. Materiały 3D FORMAT [3].



Rys. 4. Dron Acecore ZOE wyposażony w LiDAR Riegl miniVUX-3UAV (z lewej i w środku) i kamerę fotogrametryczną SONY RXII oraz pomiary GNSS (z prawej). Inwentaryzacja opróżnionej czaszy zbiornika górnego ESP Porąbka-Żar

4 Naziemny skaning laserowy infrastruktury elektrowni

Naziemny skaning laserowy rejestruje geometrię z nieruchomych stanowisk rozstawionych wokół obiektu lub we wnętrzu budynku. Z uwagi na wysoką dokładność odwzorowania na poziomie pojedynczych milimetrów i bardzo dużą gęstość chmury jest dedykowany do inwentaryzacji obiektów kubaturowych, maszyn i urządzeń. W wyniku pomiaru otrzymujemy chmurę punktów 3D, która może być materiałem bezpośrednio wykorzystywanym przez projektantów, ale może też został przetworzona do modelu 3D typu CAD lub opracowane klasyczne rzuty czy przekroje skanowanej konstrukcji.



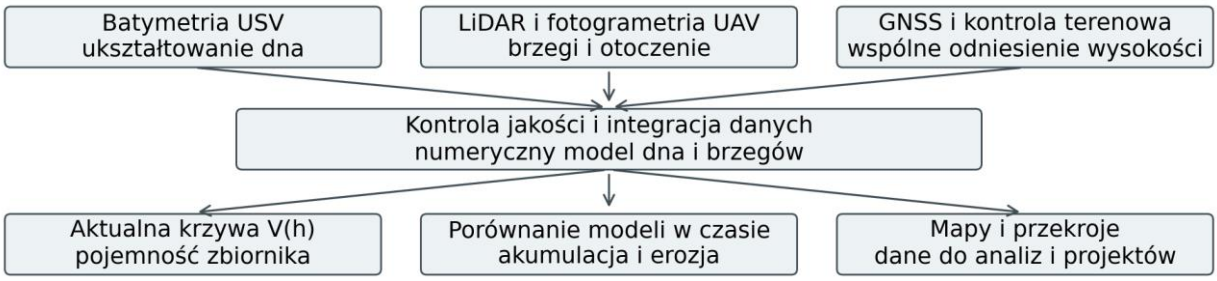
Rys. 5. Skan 3D elementów budynku maszynowni i urządzeń pod projekt instalacji elektrowni Czchów. Materiały 3D FORMAT [3].

5 Integracja danych i monitorowanie rzeczywistej pojemności

Przykład realizacji pomiarów dla Zbiornika Czorsztyńskiego porządkuje cały proces: batymetria opisuje zanurzone dno, LiDAR i fotogrametria uzupełniają brzegi, a pomiary kontrolne zapewniają wspólne odniesienie wysokościowe. Model powinien obejmować czaszę w całym analizowanym zakresie piętrzenia, z kontrolą przejścia między częścią podwodną i lądową. Na tej podstawie wyznacza się powierzchnie zalewu i krzywą pojemności V(h), czyli objętość wody przy zadanej rzędnej zwierciadła. Schemat integracji przedstawiono na rys. 5

Porównanie modeli z kolejnych kampanii umożliwia wskazanie stref akumulacji i erozji (w tym abrazji brzegów) oraz oszacowanie zmian objętości. Warunkiem jest zgodność odniesienia wysokościowego, zasięgu porównania i sposobu opracowania. Interpretować należy zmiany przekraczające niepewność porównania; różnica względem modelu archiwalnego może zawierać także skutki odmiennej metody pomiaru lub interpolacji. Pomiar hydroakustyczny odwzorowuje aktualną powierzchnię dna, natomiast sam nie rozstrzyga o miąższości osadów pod tą powierzchnią. Dla zarządcy istotna jest pojemność w konkretnych przedziałach rzędnych, ponieważ akumulacja nie musi w jednakowy sposób zmniejszać pojemności użytkowej i przeciwpowodziowej. Aktualna geometria pozwala ocenić objętość możliwą do przyjęcia między bieżącym poziomem wody a przyjętą granicą piętrzenia. Wykorzystanie tej informacji podczas wezbrania wymaga także prognoz dopływu i znajomości warunków odpływu. Dane pomiarowe wspierają zatem decyzje eksploatacyjne, aktualizację bilansu retencji i planowanie prac związanych z osadami.

W powyższym przykładzie brak wprawdzie zastosowania skaningu naziemnego, natomiast w przypadku sytuacji gdzie zamawiający wymagałby precyzyjnego odwzorowania elementów infrastruktury hydroenergetycznej – ta technika byłaby niezbędna i pozwoliłaby na wykorzystanie pełnego wachlarza nowoczesnych narzędzi pomiarowych



Rys. 5. Integracja danych do oceny aktualnej pojemności i zmian geometrii zbiornika

6 Wnioski

Cztery techniki dostarczają danych o różnych częściach obiektu i wspólnie tworzą podstawę jego przestrzennego rozpoznania. Batymetria USV opisuje dno, LiDAR i fotogrametria brzegi oraz otoczenie, a skaning naziemny szczegóły infrastruktury elektrowni. Pomiary okresowe, uzupełniane po dużych wezbraniach i dostosowane do dynamiki zmian danego zbiornika, powinny stanowić element monitorowania rzeczywistej pojemności. Warunkiem ich wartości dla gospodarki wodnej jest kontrola jakości i interpretacja ekspercka, łącząca geodezję z hydrotechniką.

Przywołania

1. **IPCC: Climate Change 2021:** The Physical Science Basis, rozdz. 11: Weather and Climate Extreme Events in a Changing Climate, 2021. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/chapter/chapter-11
2. **Gray J.B., Bernard J.M., Schwarz G.E., Stewart D.W., Ray K.T**.: Online interactive U.S. Reservoir Sedimentation Survey Database, Eos, 90(23), 2009. DOI: 10.1029/2009EO230003
3. **Balcarczyk L.:** 3D Format w nowoczesnej hydrotechnice. Prezentacja konferencji „Nowoczesna Hydrotechnika dla Rozwoju Gospodarki Wodnej”, Politechnika Krakowska, 2026
4. **Balcarczyk L., Niemirski D.**: Rola człowieka w pozyskaniu i przetwarzaniu danych przestrzennych wobec dynamicznego rozwoju automatyzacji pomiarów na wybranych przykładach projektów hydrotechnicznych. Prezentacja konferencji „Nowoczesna Hydrotechnika dla Rozwoju Gospodarki Wodnej”, Politechnika Krakowska, 2026

Autorzy

Leszek Balcarczyk — wiceprezes zarządu 3D FORMAT sp. z o.o., mierniczy górniczy. Zajmuje się wykorzystaniem fotogrametrii i skaningu laserowego 3D w pozyskiwaniu i analizie danych przestrzennych dla hydroenergetyki, budownictwa i górnictwa odkrywkowego. Rozwija rozwiązania wspierające cyfryzację i automatyzację pomiarów oraz uczestniczy we wdrażaniu systemu VolumeMonit do precyzyjnych pomiarów objętościowych.

Dominika Skowronek — mierniczy górniczy, specjalistka w zakresie integracji danych przestrzennych pozyskiwanych metodami fotogrametrii, naziemnego skaningu laserowego, lotniczego LiDAR i batymetrii.

Joachim Pawliński — kierownik prac badawczo-rozwojowych w 3D FORMAT sp. z o.o., inżynier w zakresie geodezji oraz mechaniki i budowy maszyn. Współtwórca wdrażanego w firmie projektu „VolumeMonit — zautomatyzowany system precyzyjnych pomiarów objętościowych”.

POI 3D | FORMAT



PRECYZJA, O JAKIEJ CI SIĘ NIE ŚNIŁO!

LIDAR, SKANOWANIE LASEROWE, FOTOGRAMETRIA, BATYMETRIA I WIELE WIĘCEJ

WSPIERAMY NOWOCZESNE BUDOWNICTWO, ARCHITEKTURĘ, GÓRNICTWO I INNE BRANŻE, GDZIE OD DOKŁADNOŚCI POMIARU ZALEŻY WSZYSTKO.

POIFORMAT.PL

Załączniki

- ***Lista uczestników HYDROFORUM 2026***
- ***HYDROFORUM 2025.***
  Sprawozdanie z XIV Polskiej Konferencji Hydroenergetycznej

Appendices

- ***List of HYDROFORUM 2026 delegates***
- ***HYDROFORUM 2025.***
  A report on the XIVth Polish Hydropower Conference

Załącznik 1 Appendix 1

Lista uczestników HYDROFORUM 2026[1]

List of HYDROFORUM 2026 delegates

1.	Adamski	Józef	Belse Sp. z o.o.
2.	Bajorek	Leszek	ZEW Niedzica SA
3.	Ball	Ingo	WIP Renewable Energies, Niemcy
4.	Bednarczyk	Jacek	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
5.	Bernhard	Michał	TAURON S.A
6.	Bjørndal	Halvard	Norconsult Polska Sp. z o.o., Norwegia
7.	Bodnar	Aleksandra	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
8.	Bondarenko[i]	Jurij	STC Enpaselectro / Stowarzyszenie „Hydroenergetyka Ukrainy”
9.	Borowski	Bogusław	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
10.	Bożek	Grzegorz	Trend Energy Solutions S.A.
11.	Ceklarz	Marian	TAURON S.A
12.	Chalimoniuk	Mateusz	Energomechanika Sp. z o.o.
13.	Chlapek	Adam	T.I.S. Polska Sp. z o.o.
14.	Chmielecka	Ewa	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
15.	Cui	Yuting	Politechnika Wrocławska
16.	Czarnecki	Arkadiusz	ZEW Niedzica SA
17.	Downar	Dariusz	Instytut Energetyki, Państwowy Instytut Badawczy
18.	Dudkiewicz	Tomasz	Voith Hydro GmbH & Co KG
19.	Dudziuk	Mariusz	PGE Energia Odnawialna S.A.
20.	Dumana	Bartłomiej	Tauron Ekoenergia Sp. z o.o.
21.	Dvaladze	Alexander	ANDRITZ AG S.A.
22.	Gałkiewicz	Mirosława	HZBud sp. z o.o.
23.	Grecki	Marek	Energomechanika Sp. z o.o.
24.	Greśkiewicz	Katarzyna	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
25.	Grzesiak	Wiesław	TB Hydro Sp. z o.o.
26.	Hajdarowicz	Mariusz	TG-DNALOP Sp. z o. o.
27.	Hajłasz	Andrzej	HZBud sp. z o.o.
28.	Hensler	Marek	Enea Nowa Energia sp. z o.o.
29.	Hermit	Anita	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
30.	Jabłoński	Kamil	Energoprojekt-Warszawa SA
31.	Janczak	Marta	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
32.	Janicki	Waldemar	Instytut Maszyn Przepływowych PAN
33.	Janik	Przemysław	TAURON S.A
34.	Jankowska	Sylwia	Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej we Wrocławiu
35.	Jóźwiak	Michał	VEGA VALVE Sp. z o. o.,

[1] Stan na dzień 15 października 2026 / As of 15 October 2026

36.	Kamiński	Marek	VEGA VALVE Sp. z o. o.,
37.	Kamonciak	Andrzej	Energa Wytwarzanie S.A
38.	Kaniecki	Maciej	Voith Hydro GmbH & Co KG / IMP PAN
39.	Kaszuba	Marek	Voith Turbo sp. o.o
40.	Kiciński	Przemysław	Emerson Process Management sp. z o.o.
41.	Kiklajsz	Żaneta	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
42.	Kirejczyk	Juliusz	niezależny konsultant, Polska / USA
43.	Kisielewski	Piotr	KISIELEWSKI Sp. z o.o.
44.	Kłosiński	Marcin	Energoprojekt-Warszawa SA
45.	Kosoń	Wojciech	Przedsiębiorstwo Realizacyjne INORA sp. z o.o.
46.	Krzemianowski	Zbigniew	Instytut Maszyn Przepływowych PAN
47.	Krzyszkowski	Michał	ZEW Niedzica SA
48.	Kuczyński	Norbert	Enea Nowa Energia sp. z o.o.
49.	Kurzyński	Kazimierz	Enea Nowa Energia sp. z o.o.
50.	Lackowski	Marcin	Instytut Maszyn Przepływowych PAN
51.	Lippert	Torsten	MST Group GmbH, Niemcy
52.	Lis	Michał	Energetyka Wodna
53.	Łatecki	Piotr	Energoprojekt-Warszawa SA
54.	Łobacz	Janusz	PGE Energia Odnawialna S.A.
55.	Machalski	Artur	Politechnika Wrocławska
56.	Malicka	Ewa	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych
57.	Małyska	Rafał	TAURON Polska Energia S.A
58.	Marszałek	Jerzy	MEWOS Sp. z o.o.
59.	Masłowski	Piotr	Ministerstwo Energii
60.	Matysiak	Grzegorz	PGE Energia Odnawialna S.A.
61.	Maurin	Artur	Instytut Maszyn Przepływowych PAN
62.	Miłek	Sylwester	Kacz sp. z o.o.
63.	Misiewicz	Mariusz	Volen S.A.
64.	Nowak	Stanisław	Kacz sp. z o.o.
65.	Nowak	Krzysztof	TAURON S.A
66.	Ochocińska	Katarzyna	Norconsult Polska Sp. z o.o.
67.	Olejarczyk	Marcin	Enea Nowa Energia sp. z o.o.
68.	Opach	Grzegorz	Norconsult Polska Sp. z o.o.
69.	Ostraszewski	Mikołaj	Politechnika Wrocławska
70.	Ostrowski	Andrzej	ELBIS Sp. z o.o.
71.	Ovaskainen	Markus	Merus Power Plc, Finlandia
72.	Paruch	Zygmunt	Tauron-Ekoserwis sp. z o.o.
73.	Pawlak	Zbigniew	Energoprojekt-Warszawa SA
74.	Pawliński	Joachim	3D "FORMAT" sp. z o. o.
75.	Peplak	Kajetan	Trend Energy Solutions S.A.

76.	Piękoś	Mariusz	MPEC Kraków
77.	Plutecki	Wojciech	VEGA VALVE Sp. z o. o.,
78.	Plutecki	Janusz	PolitechnikaWrocławska, prof. em.
79.	Polniak	Andrzej	AQUA-Tech Sp. z o. o.
80.	Poręba	Wojciech	HZBud sp. z o.o.
81.	Przydatek	Jerzy	PFTechnology sp. z o.o.
82.	Puchowski	Kuba	Piła Młyn, TRMEW
83.	Punys	Petras	Akademia Rolnicza Uniwersytetu Witolda Wielkiego, Kowno Litewskie Towarzystwo Energetyki Wodnej
84.	Ruścicki	Zbigniew	Dotcom Sp. z o.o.
85.	Salcher	Gebhard	Voith Hydro GmbH, St. Pölten, Austria
86.	Samek	Sławomir	Energoprojekt-Warszawa SA
87.	Serdeczna	Katarzyna	Energa Wytwarzanie S.A
88.	Siegmund	Leszek	CONTROL Sp. z o.o.
89.	Siegmund	Mateusz	CONTROL Sp. z o.o.
90.	Sikora	Marek	EPQS sp. z o. o.
91.	Skominas	Rytis	Akademia Rolnicza Uniwersytetu Witolda Wielkiego, Kowno
92.	Skowronek	Dominika	3D "FORMAT" sp. z o. o.
93.	Smołka	Marcin	TAURON Polska Energia S.A
94.	Sowa	Anna	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie
95.	Stachowicz	Henryka	Towarzystwo Elektrowni Wodnych
96.	Stachowicz	Zbigniew	Instytut Energetyki 0/Gdańsk PIB
97.	Steller	Janusz	IMP PAN / Towarzystwo Elektrowni Wodnych
98.	Steller	Irena	wolontariusz
99.	Ster	Małgorzata	PGE Energia Odnawialna S.A.
100.	Stępień	Robert	GEG Sp. z o.o.
101.	Sungailieme	Asta	AB Ignitis Gamyba (Litwa)
102.	Szcześniak	Grzegorz	Emerson Process Management sp. z o.o.
103.	Szerenos-Pawilcz	Joanna	PGW Wody Polskie (rzecznik prasowy)
104.	Sztefunyk[1]	Jan	STC Enpaselectro / Stowarzyszenie „Hydroenergetyka Ukrainy”
105.	Szulc	Przemysław	Politechnika Wrocławska
106.	Śliwiński	Piotr	Polski Komitet Wielkich Zapór / IMGW PIB
107.	Terkiewicz	Sławomir	PGE Energia Odnawialna S.A.
108.	Tkocz	Bogdan	TAURON S.A
109.	Tokarz	Michał	GEO INGENIEURSERVICE POLSKA SP. Z O.O.
110.	Trojanowska	Katarzyna	Towarzystwo Elektrowni Wodnych
111.	Trymucha	Julia	PGE Energia Odnawialna S.A.
112.	Uruski	Łukasz	TAURON S.A
113.	Westeren	Martin	Norconsult, Norwegia
114.	Wikliński	Michał	EPQS sp. z o. o.
115.	Wójcik	Józef	ZEW Niedzica SA

116.	Wróblewski	Szymon	TB Hydro Sp. z o.o.
117.	Wygoda	Dorota	KISIELEWSKI Sp. z o.o.
118.	Zaitsev[1]	Levgen	Instytut Elektroenergetyki Narodowej Akademii Nauk Ukrainy Stowarzyszenie „Hydroenergetyka Ukrainy”
119.	Zariczny	Piotr	TG-DNALOP Sp. z o. o.
120.	Zasuń	Rafał	Redaktor Naczelny „Wysokiego Napięcia”
121.	Zienkiewicz	Edyta	DOTCOM Sp. z o.o.
122.	Żmuda	Magdalena	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie,
123.	Żurek	Lucyna	Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie,
124.	Żywica	Grzegorz	Instytut Maszyn Przepływowych PAN

[i] Zarejestrowani uczestnicy z Ukrainy nie mogli wziąć udziału w obradach z uwagi na intensyfikację działań zbrojnych Federacji Rosyjskiej skierowanych przeciwko infrastrukturze krytycznej oraz związanemu z nią przemysłowi na terytorium ich kraju. Komitet Organizacyjny postanowił pozostawić ich na liście uczestników HYDROFORUM biorąc pod uwagę zarówno te okoliczności, jak i wniesiony już wkład do materiałów konferencyjnych.

Załącznik 2 **Appendix 2**

HYDROFORUM 2025
Sprawozdanie z XIV Polskiej Konferencji Hydroenergetycznej[1]

HYDROFORUM 2025 - w Dolinach Popradu i Dunajca

Zamiar lokalizacji kolejnej konferencji HYDROFORUM w pobliżu Zapory Rożnowskiej dojrzewał od dawna. Przyciągała słynna zapora z jedną z największych elektrowni wodnych w Polsce, znane od lat osiemdziesiątych ub. wieku plany budowy kolejnej elektrowni szczytowo-pompowej w tym miejscu, urokliwa przyroda i owiana legendami historia Doliny Dunajca … Pierwsze rozmowy na temat wspólnej organizacji konferencji w okolicach EW Rożnów rozpoczęto ze spółką TAURON Ekoenergia jeszcze w roku 2023, a wiosną 2025 roku przeprowadzono szczegółowe uzgodnienia.

Czas i miejsce

Obrady zaplanowano na dni 7-8 października 2025 r. w hotelu „Perła Południa” w Rytrze, znanej miejscowości wypoczynkowej nad Popradem, około 20 km na południe od Nowego Sącza. Hotel jest położony w Dolinie Roztoki (dobrze znanej starszemu pokoleniu ze szkolnej lektury książki Marii Kownackiej). Odległość od centrum Rytra ze stacją linii kolejowej z Tarnowa do Krynicy wynosi około 2,5 km. Podróż z Krakowa (koleją lub autobusem z przesiadką) zajmuje około 3 godzin.

Konferencję poprzedziło Zgromadzenie Krajowe Towarzystwa Elektrowni Wodnych w dniu 6 października. Wśród uchwał Zgromadzenia znalazło się nadanie tytułu członka honorowego p. Zygmuntowi Paruchowi (Fot.1), prezesowi spółki Tauron Energoserwis Sp. z o.o., od lat eksploatującej EW Rożnów i Czchów. Prezes Z.Paruch wziął też na siebie organizację wizyty studyjnej w EW Rożnów oraz rejsu po Jeziorze Rożnowskim w dniu 9 października. Przez większą część rejsu dzielił się z uczestnikami informacjami o Dolinie Dunajca, zaporze i zbiorniku rożnowskim, a także swoimi długoletnimi doświadczeniami z eksploatacji ZEW Rożnów/Czchów. Informacje te były obszernym uzupełnieniem treści przekazanych podczas sesji inauguracyjnej HYDROFORUM 2025.



Fot.1 Prezes Zygmunt Paruch podczas rejsu po Jeziorze Rożnowskim

Okiem 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). Współorganizatorami lokalnymi były wspomniane już spółki *TAURON Ekoenergia* i *TAURON Energoserwis Sp. z o.o*. Spółka *TAURON Polska Energia SA* była głównym sponsorem i jednym z patronów wydarzenia. Pozostałymi patronami były następujące podmioty: Ministerstwo Infrastruktury, Państwowe Gospodarstwo Wodne „Wody Polskie” oraz Politechnika Krakowska. Patronat medialny nad konferencją objęły tradycyjnie czasopisma: „Energetyka Wodna” i „ZEK hydro”, zaś partnerami wydawniczymi były: 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. Oprócz spółki *TAURON Polska Energia SA*, w gronie sponsorów platynowych i premium znalazły się spółki *PGE Energia Odnawialna SA, BELSE Sp. z o.o.* oraz *Emerson Process Management* Sp. z o.o., zaś wśród pozostałych *ENERGOPROJEKT -Warszawa SA, IOZE hydro, Hekla Energy Sp. z o.o., Mavel a.s.,*

[1] Sprawozdanie to ukazało się w nieco skróconej formie w numerze 1/2025 Energetyki Wodnej

PFTechnology Sp. z o.o., *T-G DNALOP Sp. z o.o., T.I.S. Polska Sp. z o.o.* oraz *Przedsiębiorstwo Realizacyjne INORA Sp. z o.o*. Na uwagę zasługuje skład Komitetu Honorowego. Oprócz przedstawicieli organizatorów – prof. Marcina Lackowskiego (IMP PAN), prezes Ewy Malickiej (TRMEW) i prezesa Wiesława Zielińskiego (*TAURON Ekoenergia*) – do Komitetu weszły osoby następujące: p. Magdalena Żmuda (z-ca Prezesa *PGW Wody Polskie*), p. Mariusz Mazur (dyrektor Instytutu Energetyki), prof. Maciej Sułowicz (dziekan Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej, WIEiK PK), p. Wadim Rassowski (prezes stowarzyszenia „Hydroenergetyka Ukrainy" oraz główny inżynier i z-ca dyrektora spółki „Ukrhydroenergo").

Ostatecznie w konferencji wzięło udział 124 uczestników, w tym 16 osób spoza granic naszego kraju – – z Austrii, Chin, Czech, Kanady, Norwegii, Słowenii, Ukrainy i USA. Wygłoszono 33 referaty i przeprowadzono 2 debaty panelowe dotyczące kolejno: udziału energetyki wodnej – a zwłaszcza energetyki szczytowo-pompowej - w regulacji systemu elektroenergetycznego oraz problemów utrzymania infrastruktury hydrotechnicznej w naszym kraju w obliczu zachodzących zmian klimatycznych i transformacji energetycznej.



Fot.2 Uczestnicy HYDROFORUM 2025 przed wejściem do hotelu „Perła Południa" od strony potoku Roztoka *(fot. P.Pryszcz, Belse)*

Inauguracja

W imieniu Organizatorów uczestników konferencji przywitali prezesi zarządów polskich stowarzyszeń hydroenergetycznych - Ewa Malicka (TRMEW) i autor tego tekstu (TEW). Następnie głos zabrał prof. M.Sułowicz. W krótkim wystąpieniu powitalnym nawiązał do jubileuszów 80-lecia Politechniki Krakowskiej i 50-lecia Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej PK. Otwarcia konferencji dokonał tradycyjnie dyrektor Instytutu Maszyn Przepływowych, prof. Marcin Lackowski (Fot.3).



Fot.3 Sala obrad podczas sesji inauguracyjnej. Na pierwszym planie: M.Sułowicz (prof. i dziekan WIEiK PK) oraz M.Lackowski (prof. i dyrektor IMP PAN). W następnym rzędzie: prof. em. J.Plutecki (Politechnika Wrocławska), D. Borkowski (prof. WIEiK PK) i M.Krzyszkowski (ZEW Niedzica)

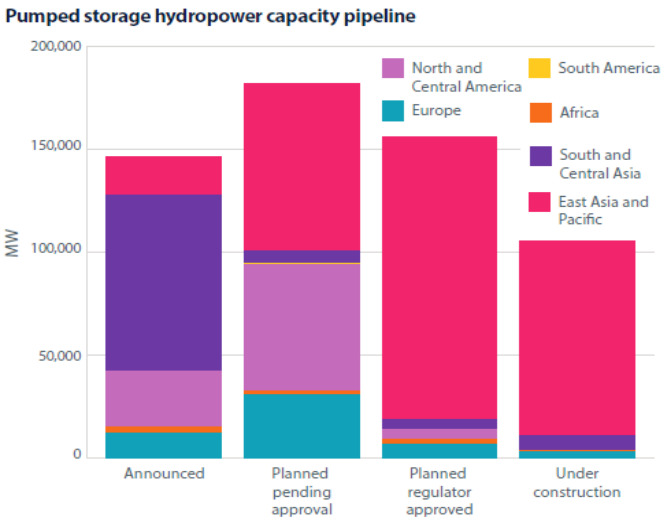
Grupę Kapitałową TAURON reprezentował podczas sesji inauguracyjnej p. prezes Zygmunt Paruch, który w trakcie swojego wystąpienia przedstawił podstawowe fakty dotyczące Zapory i Elektrowni Wodnej Rożnów. Zwrócił przy tym uwagę na szybkość i jakość realizacji dużej inwestycji hydroenergetycznej w przedwojennej Polsce. Wysokie kwalifikacje polskiej kadry inżynierskiej doceniły nawet okupacyjne władze niemieckie, które pozostawiły budowę w polskich rękach aż do uruchomienia pierwszych hydrozespołów w 1942 roku. Fragmentem wystąpienia prezesa Z.Parucha był film dokumentalny TVP3 Kraków pt. „Moc Dunajca” z 2019 roku.

Energetyka szczytowo-pompowa

Na lokalizację konferencji wpływ miało ożywienie planów inwestycyjnych w polskiej hydroenergetyce w wyniku zmian, do jakich doszło kilka lat temu w polityce energetycznej kraju. Nic więc dziwnego, że – podobnie, jak w latach ubiegłych – energetyka szczytowo-pompowa (ESP) stanowiła znowu ważny wątek obrad HYDROFORUM. Tematyce tej poświęcono pierwszą sesję referatową. Poprowadził ją mgr inż. Janusz Łobacz, główny specjalista ds. diagnostyki i sterowania w EW Żarnowiec. Sesja stanowiła wprowadzenie do debaty panelowej „Energetyka wodna dla regulacji i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego w warunkach transformacji energetycznej”.

Obrady otworzyło wystąpienie przeglądowe p. Hansa O. Nylanda ze spółki konsultingowej Norconsult. Przegląd dotyczył udziału ESP w dzisiejszym systemie elektroenergetycznym, a także coraz szerszego wachlarza możliwości technologicznych, jakie należy brać pod uwagę projektując tego rodzaju obiekty. Zrozumiałe zainteresowanie mogło wzbudzić porównanie cech funkcjonalno-ekonomicznych magazynowania energii w zbiornikach ESP i w litowo-jonowych magazynach bateryjnych. W tym kontekście należy jednak zwrócić uwagę na szybko zmieniającą się sytuację – wg różnych źródeł średnie nakłady na 1 kWh pojemności energetycznej w magazynach bateryjnych zmalały od początku ubiegłej dekady ponad 10-krotnie, przy czym pojemność największych magazynów bateryjnych przekracza dziś 2 GWh przy mocy wyjściowej mierzonej już w setkach MW. Są to parametry porównywalne z parametrami średniej wielkości elektrowni szczytowo-pompowych. Postęp w energoelektronice sprawia, że również od strony innych cech funkcjonalnych magazyny bateryjne coraz lepiej konkurują z ESP.

Słabą stroną elektrochemicznych magazynów energii pozostaje z jednej strony konieczność korzystania z importowanych metali rzadkich, do których dostęp może okazać się coraz trudniejszy w przypadku ich stosowania na wielką skalę. Z drugiej strony spadek sprawności magazynu z liczbą cyklów ładowanie/rozładowanie skraca zwykle trwałość urządzenia do około 20 lat. Nieuniknione są też oddziaływania środowiskowe - zarówno w fazie pozyskiwania metali rzadkich, jak i podczas produkcji i utylizacji ogniw. W końcu pozostają sprawy bezpieczeństwa – w tym trudności z opanowaniem ognia w przypadku ewentualnego zapłonu, a także wrażliwość na awarię układu sterowania, na który składa się wyrafinowany hardware energoelektroniczny ze złożonym oprogramowaniem. Podczas dyskusji w kolejnej sesji na sprawy te zwracał uwagę p. Sławomir Samek, wiceprezes Energoprojektu Warszawa.



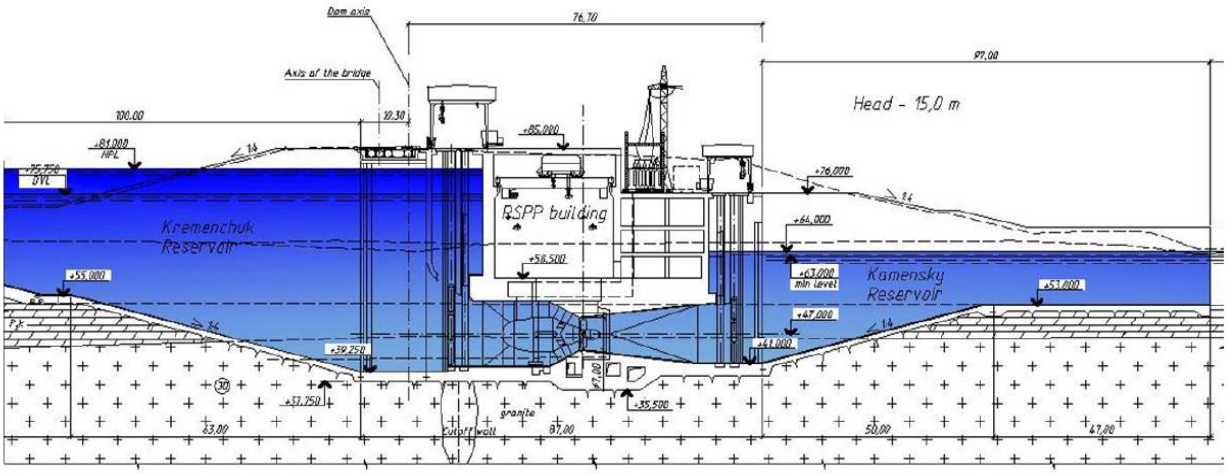
Rys.1 Zaawansowanie procesów inwestycyjnych ESP na świecie (źródło: *World Hydropower Outlook, IHA 2025*)

Przeglądowy charakter miało również wystąpienie p. Eweliny Bogackiej i p. Michała Kubeckiego (oboje: IOZE), które dotyczyło trendów rozwojowych energetyki szczytowo-pompowej. Wystąpienie nawiązywało do rezultatów Międzynarodowego Forum Energetyki Szczytowo-Pompowej (*International Forum on Pumped Storage Hydropower*), zorganizowanego przez IHA w dniach 9-10 września 2025 r. w siedzibie UNESCO w Paryżu. Podkreślono konieczność przyspieszenia rozbudowy potencjału regulacyjnego sieci elektroenergetycznych, gdyż jego dotychczasowy wzrost nie nadąża za wzrostem mocy niestabilnych źródeł energii. Znamienne jest, że Chiny, które dysponują już magazynami bateryjnymi o łącznej mocy 100 GW, nadal pozostają niekwestionowanym liderem w rozwoju ESP (rys.1). Podejście Unii Europejskiej do energetyki wodnej

mocno kontrastuje z nawoływaniami do neutralności klimatycznej. Można jednak odnieść wrażenie, że rośnie zrozumienie dla konieczności rozwoju ESP. Modele systemów energetycznych wykorzystywane przez Komisję Europejską do oceny polityki klimatycznej zakładają podwojenie mocy europejskich ESP w ciągu najbliższych 25 lat.

Trzecie wystąpienie w ramach tej samej sesji dotyczyć miało doboru pompoturbin z regulowaną szybkością obrotową, a także wpływu takiego rozwiązania na własności regulacyjne oraz energe-tyczne i kawitacyjne hydrozespołu. Z uwagi na trudności z dojazdem autora, przeniesiono je do sesji VIII. W zamian, do sesji I przeniesiono wystąpienie dra inż. Jurija Bykowa z Instytutu Maszyn i Systemów Energetycznych Narodowej Akademii Nauk Ukrainy (IMSE NANU) w Charkowie. Wystą-pienie dotyczyło doboru pochylenia krawędzi łopat wirnika pompoturbin typu Francisa od strony komory spiralnej. Takie pochylenie stosuje się od dłuższego czasu w turbinach i pompoturbinach typu Francisa wytwarzanych przez czołowych producentów. Badania numeryczne i eksperymental-ne IMSE potwierdziły m.in., że pochylenie ujemne (w kierunku przeciwnym do prędkości obwodo-wej w ruchu turbinowym, jeśli patrzeć od strony ssania) przynosi szereg pozytywnych efektów dla pracy pompoturbiny.

Przedstawione w referacie dra hab. inż. Jurija Landaua i inż. Wiktora Ryżego studium projektowe Ukrhydroprojektu z Charkowa potwierdza, że Ukraina stawia konsekwentnie na energetykę szczy-towo-pompową, jako główne narzędzie regulacji jej systemu elektroenergetycznego, charaktery-zującego się dużym udziałem elektrowni jądrowych, a w przyszłości również wiatrowych. Pod uwa-gę bierze się nie tylko wykorzystanie wielkich zbiorników zaporowych, jako wody dolnej dla budo-wanych przy nich ESP, ale także budowę ESP z bezpośrednim wykorzystaniem piętrzeń utworzo-nych przez zapory nisko- i średniospadowe, np. przy użyciu odwracalnych hydrozespołów rurowych (rys.2).



Rys.2 Przekrój poprzeczny przez planowaną ESP Krzemieńczuk na Dnieprze (20 x 25 MW) (J.Landau & W.Ryży, HF2025)

Sytuacja wygląda zgoła odmiennie w Polsce, która po osiągnięciu pozycji lidera w Europie Wschodniej ograniczyła rozwój ESP do dokończenia trwającej od lat siedemdziesiątych budowy EW Niedzica oraz modernizacji już istniejących obiektów. Zapalone kilka lat temu zielone światło dla wznowienia rozwoju ESP świeci coraz słabiej. Dzisiejsze władze państwowe zajmują w tej sprawie bardzo niejednoznaczne stanowisko, wyraźnie preferując inwestycje w baterie elektrochemiczne. Obecne warunki ekonomiczne i brak strategicznej woli politycznej państwa stawiają w bardzo niewygodnej sytuacji potencjalnych inwestorów, którzy często już uruchomili prace przygotowawcze. Jest to też powód, dla którego temat EW Rożnów II w ogóle nie wypłynął podczas tegorocznej konferencji.

Wśród szeregu progów do pokonania przez polskiego inwestora ESP wskazać należy długotrwałą i trudną procedurę pozyskiwania kolejnych zgód i pozwoleń nawet w przypadku wznawiania zarzuconej niegdyś inwestycji. Aspekty proceduralne przygotowań do wznowienia budowy EW Młoty były przedmiotem wystąpienia p. Agaty Obrębskiej z warszawskiego Energoprojektu. Wystąpienie to zakończyło sesję I konferencji.

Wspomnianą już wcześniej debatę panelową w sesji II poprowadził p. Michał Lis, redaktor prowadzący „Energetyki Wodnej", wspólnie z piszącym te słowa. Po jednej stronie stołu panelowego zasiadło grono prelegentów poprzedniej sesji – p.p. E.Bogacka, M.Kubecki i H.O.Nyland; po stronie drugiej – grono ekspertów: p.

Mariusz Mazurek (dyrektor Instytutu Energetyki), p. Sławomir Samek (wiceprezes Energoprojektu Warszawa), p. Arkadiusz Czarnecki (główny specjalista ds. rozwoju i inwestycji w ZEW Niedzica), p. Janusz Łobacz (główny specjalista ds. diagnostyki i sterowania w EW Żarnowiec) (Fot.4). Po raz kolejny cieniem na debacie HYDROFORUM dotyczącej udziału energetyki wodnej w regulacji i zapewnienia bezpieczeństwa polskiego systemu elektroenergetycznego położył się brak głównych adresatów debaty – przedstawicieli władz państwowych oraz spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Wprawdzie jeszcze dzień wcześniej organizatorzy otrzymali sygnał o pozytywnej reakcji Ministerstwa Energii na przesłane zawczasu zaproszenie, ale ostatecznie żaden przedstawiciel władz państwowych nie wziął udziału w obradach HYDROFORUM 2025.



Fot 4. Debata panelowa „Energetyka wodna dla regulacji i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego w warunkach transformacji energetycznej”. Od lewej: E.Bogacka (IOZE), M.Kubecki (IOZE), H.O.Nyland (Norconsult Norge), M.Lis („Energetyka Wodna”/IOZE), J.Steller (IMP PAN/TEW), M.Mazur (Instytut Energetyki), S.Samek (Energoprojekt Warszawa), A.Czarnecki (ZEW Niedzica), J.Łobacz (EW Żarnowiec) *(fot. P.Pryszcz, Belse)*

Wieloletnie trudności organizatorów HYDROFORUM z dotarciem do władz państwowych i PSE SA celem wymiany poglądów z środowiskiem polskich hydroenergetyków na temat wkładu energetyki wodnej w regulację i bezpieczeństwo sieci, a także marginalizowanie znaczenia sektora przy licznych innych okazjach, były przyczynkiem do postawienia zupełnie kluczowego pytania o to, jak Operator Sieci Przesyłowej (OSP) i władze państwowe postrzegają znaczenie usług systemowych świadczonych przez polską energetykę wodną i przyszłość hydroenergetyki w naszym kraju. Z braku adresatów pytania, wypowiedzieli się w tej sprawie obecni przedstawiciele elektrowni wodnych stwierdzając na podstawie własnego doświadczenia, że zainteresowanie usługami systemowymi ze strony OSP ewidentnie jest, jednak drzwi do spółek i urzędów często łatwiej się otwiera przez kontakty osobiste niż przez nawet najlepiej przemyślane wystąpienia oficjalne. Padły zapewnienia o woli wykorzystania istniejących kontaktów spółek Skarbu Państwa dla umożliwienia debaty z przedstawicielami PSE w latach następnych.

Pytanie o zainteresowanie usługami systemowymi świadczonymi przez energetykę wodną miało także bardzo konkretny podtekst merytoryczny. Dotyczył on konkurencyjności ESP i bateryjnych magazynów energii. Mimo dłuższej dyskusji, jednoznacznej oceny nie udało się uzyskać. Ostateczny konsens w tej sprawie można chyba sformułować następująco.

Po latach wciąż trwającego burzliwego rozwoju współczesne bateryjne magazyny energii wykazują wiele cech upodabniających je funkcjonalnie do elektrowni szczytowo-pompowych. Co więcej, aktualne uwarunkowania prawno-ekonomiczne i polityka państwa są źródłem dodatkowych zagrożeń ekonomicznych dla inwestycji w te ostatnie. Istnieją także liczne zastosowania, dla których magazyny bateryjne są najlepszą technologią magazynowania energii. Z drugiej strony, ze względów wyjaśnionych wcześniej, a także szeregu innych, odstąpienie od rozwoju energetyki szczytowo-pompowej w skali całego kraju obciążone będzie poważnym i trudnym do odwrócenia ryzykiem strategicznym dla jego systemu elektroenergetycznego oraz innymi niepożądanymi skutkami.

W trakcie dyskusji poruszono także szereg innych zagadnień, które nie sposób omówić szczegółowo w ramach tego tekstu. Znalazły się wśród nich pytania o doświadczenia z funkcjonowania norweskiego systemu elektroenergetycznego (opartego głównie na energetyce wodnej, ale przy rosnącym udziale energetyki wiatrowej); o ocenę aktualnych rozwiązań prawno-ekonomicznych dla funkcjonowania energetyki szczytowo-pompowej w naszym kraju (zwłaszcza w kontekście niewykorzystywania hydrozespołów EW Niedzica w pracy pompowej oraz braku regulacji dotyczących opłat za usługi systemowe); o możliwości wzrostu potencjału regulacyjnego poprzez modernizację i rozbudowę istniejących, a także budowę nowych elektrowni wodnych; o kompetencje do samodzielnej realizacji projektów ESP po 40-letniej przerwie w inwestycjach; w końcu - o doświadczenia z innych krajów europejskich. Na zakończenie debaty redaktor Michał Lis zwrócił się do zebranych o integrację branży we wspólnych działaniach informacyjno-lobbingowych na poziomie krajowym i staraniach o dotarcie do decydentów. Zaprosił też do współpracy z redakcją „Energetyki Wodnej".

Cyfryzacja i analizy rynkowe

Sesję poprowadził mgr inż. Arkadiusz Czarnecki, główny specjalista ds. rozwoju i inwestycji w ZEW Niedzica. Otwarło ją wystąpienie komercyjne p.p. Wojciecha Tarasa i Grzegorza Szcześniaka, którzy przedstawili profil działalności firmy Emerson. Działalność ta zorientowana jest generalnie na opracowywanie i dostawę zaawansowanych układów i podukładów automatyki – w tym nadzoru i sterowania oraz urządzeń pomiarowych i zaworów. W kolejnym wystąpieniu firmy Emerson p. Daniel Chowański zaprezentował innowacyjną technikę zwiększania trwałości elementów regulacyjnych i łopat wirnikowych turbin Kaplana poprzez cyfrowe ograniczenie liczby lub amplitudy cykli naprężeń oddziaływujących zmęczeniowo na te elementy podczas pracy w systemie ARCzM.

Prac badawczo-rozwojowych nad zaawansowaną cyfryzacją EW Wały na Odrze w ramach projektu *D-Hydroflex* realizowanego w ramach programu Horizon Europe dotyczyło wystąpienie dra inż. Artura Machalskiego z Politechniki Wrocławskiej. Montowane urządzenia pomiarowe wraz z dedykowanym oprogramowaniem, a także dostęp do danych pomiarowych IMGW, umożliwią m.in. bieżącą kontrolę sprawności względnej i optymalizację indywidualną oraz grupową pracy hydrozespołów, prognozowanie produkcji, ocenę stanu dynamicznego i identyfikację anomalii. Model numeryczny układu przepływowego umożliwi interpretacje obserwowanych efektów.

Sesję miała zakończyć prezentacja komercyjna p. Sebastiana Iwańca z firmy *Hekla Energy*, zajmującej się obrotem energią elektryczną. Z powodów organizacyjnych została ona przesunięta na początek Sesji V w dniu następnym.

Mała energetyka wodna

Sesję poprowadził prof. Janusz Plutecki, emerytowany mistrz wielu wywodzących się z Wrocławia adeptów sztuki inżynierskiej. Na sesję złożyło się 6 wystąpień konferencyjnych, z których aż cztery dotyczyły modernizacji obiektów MEW. Aspekty techniczno-ekonomiczne i prawne *repoweringu* MEW (całkowitej wymiany kluczowego wyposażenia elektromechanicznego elektrowni) stanowiły temat wystąpień p. Łukasza Kaliny (Instytut OZE, Kielce) oraz p. Ewy Malickiej (TRMEW). W omawianych przedsięwzięciach chodziło zarówno o wzrost mocy i produkcji energii elektrycznej, jak i o zwiększenie elastyczności energetycznej całej instalacji. Dzięki dużemu wsparciu państwa, *repowering* stanowi od niedawna atrakcyjną finansowo ścieżkę modernizacji starszych MEW w Polsce.



Fot.5 Od strony technicznej prof. J.Pluteckiego wspomagała p. K.Serdeczna (Energa Wytwarzanie/TEW)
(fot. P.Pryszcz, Belse)

Podobnej modernizacji dotyczyło również wystąpienie dra inż. Macieja Kanieckiego, reprezentującego zespół autorski firmy TG DNALOP Sp. z o.o. – spółki-córki znanego dostawcy uszczelnień i łożysk ślizgowych bezsmarnych i smarowanych wodą, *Thordon Bearings Inc*.

Celem modernizacji wyłączonej z ruchu MEW Strużyska na rzece Głomi było stworzenie możliwości demonstracji nowych rozwiązań technicznych firmy w warunkach eksploatacyjnych. Elektrownia jest wyposażona w trzy niewielkie hydrozespoły o łącznej mocy 50 kW. Największy z nich oparty jest o ukośnie posadowioną turbinę rurową o trójnej regulacji. Projekt i budowa tego hydrozespołu były realizowane ze wsparciem projektu NCBiR. Proces inwestycyjny trwał 6 lat, z czego 2/3 zajęły sprawy prawno-administracyjne. Na koszt wyposażenia elektromechanicznego wpłynęła konieczność zakupu dwóch certyfikowanych przetwornic częstotliwości i dostosowania do nich układu automatyki, a następnie przeprowadzenie odpowiednich prób. Wszystko, by sprostać nowym wymaganiom wynikającym z unijnej regulacji sieciowej NCRfG (*Network Code Requirements for Generators*).

Z punktu widzenia projektowania układów przepływowych turbin wodnych szczególnie interesujące było wystąpienie mgra inż. Jacka Świderskiego - byłego pracownika IMP PAN prowadzącego od lat własną firmę inżynierską w Kanadzie - który wspólnie ze swoim chińskim partnerem, inż. Yi Jie Liu z firmy *Forward Hydro Power Equipment Co*., zademonstrował skuteczność własnego narzędzia numerycznego MODOA (*Multi-Objective Design Optimization Algorithm*) do optymalizacji geometrii łopatki wirnika turbiny Kaplana w powtórnie modernizowanej elektrowni w Chinach. Cel modernizacji osiągnięto bez odwoływania się do badań modelowych.

Kolejne wystąpienie dotyczyło prowadzonych od szeregu lat prac badawczo-rozwojowych nad odzyskiem energii hydraulicznej w instalacjach ciepłowniczych Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej w Krakowie przy użyciu pomp w ruchu turbinowym. W większości chodzi tu o instalacje niewielkiej mocy (kilka kW). Wykorzystywanie pozyskiwanej energii na miejscu sprawia, że przedsięwzięcie ma sens ekonomiczny. O postępie prac w tym kierunku poinformował dr inż. Mariusz Piękoś.

Sesję zakończyło wystąpienie p. Michała Lisa dotyczące Branżowego Centrum Umiejętności (BCU) w branży energetyka wodna przy Zespole Szkół Rolniczych (ZSR) w Marszewie (powiat Pleszew, woj. wielkopolskie). Program budowy sieci 120 BCU zainicjowało Ministerstwo Edukacji Narodowej w roku 2021 w nawiązaniu do europejskiej koncepcji centrów doskonałości zawodowej (*Centers of Vocational Excellence*) – po części w reakcji na szkody wywołane na rynku pracy przez zamykanie szkół zawodowych w latach wcześniejszych. BCU nie są w stanie zastąpić klasycznych szkół zawodowych. Ich cele są też ukierunkowane bardziej na dokształcanie i zdobywanie konkretnych umiejętności niż gruntowną naukę zawodu. Zgodnie z założeniami, liderami każdego BCU są organizacje branżowe współpracujące ze odpowiednimi szkołami zawodowymi. Celem wyłonienia liderów kolejnych BCU w latach 2022-2024 odbyło się kilka konkursów. W ostatniej edycji wziął udział TRMEW wraz z ZSR Marszew. Partnerami TRMEW są TEW i Politechnika Warszawska. Pierwsze zajęcia przewidziano w styczniu 2027 roku.

Dzień zamknęło przyjęcie konferencyjne w stylowej Karczmie nad Potokiem. Była to dobra okazja, by porozmawiać z dawno niewidzianymi przyjaciółmi, koleżankami i kolegami, nawiązać nowe kontakty.

Energetyka i gospodarka wodna

Drugi dzień obrad rozpoczęła sesja poświęcona infrastrukturze hydrotechnicznej i nawiązująca tym samym tematycznie do kolejnej debaty plenarnej. Sesję poprowadził mgr inż. Michał Krzyszkowski z ZEW Niedzica. W trakcie sesji wygłoszono 6 referatów, nie licząc wystąpienia komercyjnego p. S.Iwańca (*Hekla Energy*), dotyczącego strategii maksymalizacji przychodów na rynku energii elektrycznej i przeniesionego z sesji III. Dwa pierwsze referaty sesji V dotyczyły spraw podnoszenia retencji w zbiornikach zaporowych i korytach rzek, trzy następne sprawom utrzymania budowli hydrotechnicznych.

Obrady otwarło wystąpienie prof. Zygmunta Kowalskiego z Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN przygotowane we współpracy ze współautorami z Politechniki Krakowskiej. Wystąpienie dotyczyło stworzenia warunków ekonomicznych dla intensyfikacji odtwarzania retencji zbiorników wodnych poprzez przerób wydobywanych osadów na kruszywa budowlane do wykorzystania w budownictwie drogowym i wodnym. Wystąpienie zilustrowano przykładami konkretnych zbiorników oraz wyliczeń techniczno-ekono-

micznych. Techniki podnoszenia retencji w korytach wód płynących poprzez wykorzystania jazów powłokowych dotyczył referat kolejny, przedstawiony przez p. Andrzeja Polniaka, właściciela firmy *AQUA-Tech SA* – polskiego producenta i dostawcy takich instalacji.

Następną grupę tematyczną rozpoczęło wystąpienie mgr inż. Katarzyny Trojanowskiej, która zwróciła uwagę na systematycznie pogarszający się stan techniczny budowli piętrzących w naszym kraju. Sprawa ta stała sią już przedmiotem doniesień w czasopismach specjalistycznych. Z własnego doświadczenia zawodowego p. K.Trojanowskiej wiadomo, że ze stanem tym związane jest częste niewykonywanie zaleceń pokontrolnych przez właścicieli lub użytkowników tych obiektów. Sytuacja ta rodzi rosnący niepokój w obliczu nasilenia ekstremalnych zjawisk pogodowych. Mówczyni wezwała do rozważenia środków administracyjnych i innych służących poprawie obecnego stanu rzeczy.

Dwa następne wystąpienia miały charakter komercyjny i dotyczyły kolejno technologii umacniania skarp i dna kanałów przepływowych z wykorzystaniem szalunków syntetycznych (W.Kosoń, INORA Sp. z o.o.) oraz naprawy i zabezpieczeń betonowych elementów budowli hydrotechnicznych przy użyciu kompozytów firmy *Belzona* (R.Masek, BELSE).

Sesję zakończyła prezentacja prof. Leszka Opyrchała z Wojskowej Akademii Technicznej dotycząca prognozowania zagrożenia dla zabudowań na terenach zalewowych.

Debatę panelowa „Energetyka i gospodarka wodna w odpowiedzi na wyzwania kryzysu klimatycznego i inne zagrożenia" poprowadził w brawurowy sposób B. Kuba Puchowski, wieloletni prezes Zarządu TRMEW, nadal prowadzący własną firmę inżynierską. W debacie wzięły udział następujące osoby: p. Magdalena Żmuda (wiceprezes PGW Wody Polskie), p. Mariusz Gajda (b. podsekretarz stanu w Ministerstwie Środowiska, obecnie: indywidualna działalność inżynierska), p. Ewa Malicka (prezes Zarządu TRMEW), p. Katarzyna Trojanowska (sekretarz Zarządu TEW, obecnie: indywidualna działalność inżynierska), p. Arkadiusz Czarnecki (ZEW Niedzica), p. Konrad Kąkol (radca prawny w spółce Tauron Ekoenergia Sp. z o.o.), p. Błażej Wójcik (radca prawny, deweloper prywatny).



Fot 6. Debata panelowa „Energetyka i gospodarka wodna w odpowiedzi na wyzwania kryzysu klimatycznego i inne zagrożenia". Od lewej: B.K.Puchowski (Piła Młyn / TRMEW), B.Wójcik (radca prawny/deweloper), M.Żmuda (PGW Wody Polskie), K.Kąkol (Grupa Tauron), K.Trojanowska (TEW), A.Czarnecki (ZEW Niedzica), E. Malicka (TRMEW), M.Gajda (niezależny inżynier hydrotechnik) *(fot. P.Pryszcz, Belse)*

Punktem wyjścia debaty była wyrażona przez prowadzącego wątpliwość, czy rzeczywiście mamy do czynienia ze zmianami klimatycznymi, skoro tak niewiele się robi, by przeciwdziałać ich skutkom. Jedną z bezpośrednich przyczyn jest oczywiście brak środków finansowych zarówno na działania inwestycyjne, jak i prace utrzymaniowe w gospodarce wodnej. Środki przeznaczane z budżetu państwa są wielokrotnie niższe od potrzeb, zaś obciążenia nakładane na energetykę wodną korzystającą z wielozadaniowej infrastruktury hydrotechnicznej okazują się często nieproporcjonalnie wysokie w porównaniu z udziałem w korzyściach. Przedstawiciele energetyki wodnej wskazali na liczne wynikające stąd nieporozumienia w codziennych kontaktach z PGW „Wody

Polskie”. Należy przy tym zwrócić uwagę, że w obliczu rosnących kosztów utrzymania infrastruktury hydrotechnicznej wskutek nasilenia destrukcyjnego oddziaływania zjawisk atmosferycznych coraz częściej dochodzi do utraty rentowności przez małe elektrownie wodne, a nawet rezygnacji z ich dalszej eksploatacji, co wiąże się z przeniesieniem całości kosztów utrzymania na Skarb Państwa. W istocie rzeczy, wynikająca z ducha Prawa Wodnego zasada „korzystający płaci” stała się swoją karykaturą, gdyż opłaty są nieproporcjonalne do korzyści, główni beneficjenci (gminy korzystające z ochrony przeciwpowodziowej i alimentacji wody w okresach suszy) nie tylko są z nich zwolnieni, lecz pobierają podatki z tytułu obecności takiej infrastruktury na ich terenie, a powołane do występowania w ich imieniu PGW „Wody Polskie” nie dysponuje odpowiednimi środkami finansowymi na prace związane z jej utrzymaniem. Krytycznie o implementacji dzisiejszych przepisów wypowiedział się również główny inicjator i autor obowiązującego obecnie Prawa Wodnego, mgr inż. Mariusz Gajda.

Konsekwencją powyższych rozważań były pytania moderatora o z dawna oczekiwane zmiany legislacyjne, o akty prawne wskazujące na warunki, w jakich funkcjonować powinny w kolejnych latach elektrownie wodne (zwłaszcza MEW). Moderator zwrócił też uwagę, że utrzymujący się stan niepewności utrudnia tworzenie wiarygodnych studiów wykonalności, wstrzymuje nie tylko inwestycje, ale także remonty i modernizacje. Ostatecznie odniósł się do coraz bardziej złożonego zestawu procedur administracyjnych i innych używając barwnego określenia „wielogłowa hydra”.

Projektowanie i eksploatacja

Sesję VII, dotyczącą projektowania układów przepływowych turbin wodnych, poprowadził dr inż. M.Kaniecki (TG DNALOP / IMP PAN). Po przeniesieniu wystąpienia dra J.Bykowa do sesji I, pozostały tu tylko 3 wystąpienia. Dr inż. Zbigniew Krzemianowski przedstawił zastosowanie metody odwrotnej do projektowania łopat wirnika i kierownicy szybkobieżnej turbiny rurowej typu Kaplana. Optymalizację całego układu przepływowego przeprowadzono na podstawie obliczeń dla 192 przypadków. Badania energetyczne i kawitacyjne modelu przeprowadzono na stanowisku laboratoryjnym IMP PAN. Charakterystyczną cechą krzywych kawitacyjnych okazał się stosunkowy łagodny spadek sprawności z liczbą kawitacji. Wpływ na taki stan rzeczy mogła mieć zawartość nierozpuszczonego powietrza w wodzie.



Fot.7 W sesjach VII i VIII swoim długoletnim doświadczeniem zawodowym podzielili się dwaj byli pracownicy IMP PAN: mgr inż. Jacek Świderski (z lewej) i dr inż. Juliusz Kirejczyk (z prawej), którzy przybyli do nas z Kanady i USA

W kolejnym wystąpieniu mgr inż. J.Świderski przedstawił doświadczenia z wykorzystania własnego laboratorium wirtualnego do modernizacji układów przepływowych turbin wodnych. Punktem wyjścia procesu projektowania są wyniki analizy CFD całego układu przepływowego. Analiza ta jest podstawą tuningu modelu numerycznego zapewniającego dużą wiarygodność obliczeń w fazie optymalizacji prowadzonej przy użyciu wspomnianego już algorytmu optymalizacji wielocelowej MODOA.

Sesję zamknęło wystąpienie p. Anny Czernobrowej reprezentującej zespół autorski z Politechniki Wrocławskiej. Przeprowadzone przez zespół analizy CFD i badania laboratoryjne wskazały, że własności PaT (pompy pracującej w ruchu turbinowym) można znakomicie poprawić dokonując modyfikacji geometrii komory spiralnej. Dotyczy to zwłaszcza pomp odśrodkowych dwustrumieniowych.

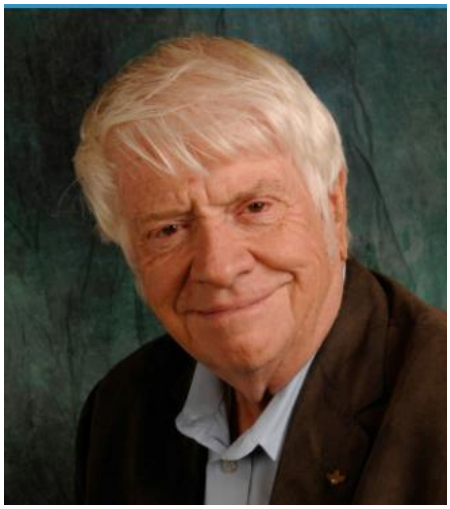
Sesję zamknęło wystąpienie p. Anny Czernobrowej reprezentującej zespół autorski z Politechniki Wrocławskiej. Przeprowadzone przez zespół analizy CFD i badania laboratoryjne wskaz ały, że własności PaT (pompy pracującej w ruchu turbinowym) można znakomicie poprawić dokonując modyfikacji geometrii komory spiralnej. Dotyczy to zwłaszcza pomp odśrodkowych dwustrumieniowych.

Sesję VIII, dotyczącą układów generacji w elektrowniach wodnych poprowadził prof. M.Sułowicz, dziekan Wydziału Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej Politechniki Krakowskiej. Otworzyło ją wystąpienie dra inż. Juliusza Kirejczyka, obecnie niezależnego konsultanta specjalizującego się w planowaniu i nadzorze instalacji hydrozespołów odwracalnych – zwłaszcza ze zmienną szybkością obrotową. W swojej wypowiedzi dr J.Kirejczyk scharakteryzował główne wytyczne doboru takich hydrozespołów oraz wskazał na wpływ regulacji szybkości obrotowej zarówno na własności energetyczne, jak i kawitacyjne.

Zmiennoobrotowych hydrozespołów z turbinami śmigłowymi i Kaplana dla mini- i mikroelektrowni wodnych dotyczyło wystąpienie prof. D.Borkowskiego (WIEiK PK). Mówca scharakteryzował różne konfiguracje hydrozespołów wskazując na korzystną zmianę charakterystyki sprawnościowej po wprowadzeniu regulacji szybkości obrotowej w przypadku użycia turbin śmigłowych. Szczególnie pozytywne efekty uzyskuje się stosując generatory synchroniczne. Należy przy tym zwrócić uwagę, że stosowanie przekształtników sieci jest dziś często najprostszym sposobem spełnienia wymagań wynikających ze wspomnianych już zasad NCR fG.

Na zalety małych generatorów synchronicznych z magnesami trwałymi (PM) zwrócił uwagę dr inż. Piotr Kisielewski, właściciel firmy Kisielewski Sp. z o.o., od kilku lat uczestniczącej w konferencjach HYDROFORUM. Jak podkreślił autor, generatory synchroniczne PM współpracujące z przekształtnikami parametrów sieciowych są rozwiązaniem wysoce konkurencyjnym w porównaniu z powszechnie stosowanymi generatorami asynchronicznymi, sprzęgniętymi często z turbiną poprzez przekładnię mechaniczną. Wystąpienie dra P.Kisielewskiego zakończyło sesję VIII, gdyż kolejny referat – dotyczący uszkodzeń uzwojeń stojana generatora - trzeba było odwołać ze względów losowych.

Ostatnią sesję HYDROFORUM 2025 „Wybrane zagadnienia eksploatacji hydrozespołów" poprowadził prof. Grzegorz Żywica, dyrektor IMP PAN ds. naukowych. Sesję otwarło wystąpienie dra inż. M.Kanieckiego, który przedstawił historię i kluczowe produkty grupy THORDON Bearings Inc., światowego lidera w produkcji łożysk prowadzących i czołowych smarowanych wodą, łożysk bezsmarnych i uszczelnień wału. Była to dobra okazja, by przedstawić sylwetkę i wkład wnoszony osobiście w rozwiązania techniczne firmy przez jej wieloletniego prezesa George A. (Sandy'go) Thomsona.



Fot.8 G.A. Thomson był w przeszłości kilkukrotnym uczestnikiem HYDROFORUM (M.Kaniecki, HF2025)

Kolejne dwa wystąpienia nosiły również charakter komercyjny. Mgr inż. Jerzy Przydatek, członek zarządu PFTechnology, przedstawił zasadę działania filtrów samoczyszczących FSDN stosowanych w układach chłodzenia powietrza krążącego w obiegu zamkniętym generatora oraz oleju smarującego łożyska i uszczelnienia. Z kolei p. Adam Chlapek, dyrektor techniczny T.I.S. Polska Sp. z o.o., przedstawił szeroką gamę zaworów oferowanych przez grupę T.I.S., ze szczególnym uwzględnieniem zaworów iglicowych i membranowych stosowanych w instalacjach odzysku energii hydraulicznej na terenie zakładów wodociągowych. Użycie tych zaworów przewidywano w studiach przedwstępnych wykonywanych w ramach projektu Life NEXUS.

Ostatnie dwa wystąpienia konferencji dotyczyły doświadczeń wynikających z badań diagnostycznych i energetycznych hydrozespołów w warunkach eksploatacyjnych. Dr inż. Waldemar Janicki (IMP PAN) zwrócił uwagę na konieczność starannego doboru karty pomiarowej i zakresu pomiarowego przy pomiarze drgań bezwzględnych hydrozespołów. Np. zbyt duży zakres pomiarowy przy określonej rozdzielczości prowadzić może do wniosku o przekroczeniu dopuszczalnego poziomu drgań nawet na postoju. Błędy są szczególnie

dotkliwe w przypadku, gdy przed dalszą obróbką sygnał musi zostać scałkowany (np. celem określenia amplitudy przemieszczeń na podstawie sygnału przyspieszenia).

Z kolei mgr inż. Petra Ševčik reprezentujący zespół autorski firmy OSC z Brna wskazał na celowość śledzenia stanu dynamicznego turbiny Kaplana podczas badań zmierzających do określenia jej optymalnej zależności kombinatorowej. Powołując się na wyniki przeprowadzonych badań stwierdził, że zależność kombinatorowa wyznaczona poprzez wykreślenie obwiedni śmigłowych charakterystyk sprawności nie musi być zawsze optymalna z punktu widzenia eksploatacji hydrozespołu. Przykładowe przyczyny to wejście w obszar wzmożonej kawitacji lub uporządkowanego, ale też silnego wiru niedociążeniowego. Wnioski są bardzo cenne dla planujących takie badania i znajdują pełne potwierdzenie w doświadczeniu zawodowym autora tego tekstu.

Zakończenie

Minęła już godzina 18:00, gdy obrady konferencji HYDROFORUM 2025 dobiegły końca. Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego podziękował prof. G.Żywicy za poprowadzenie ostatniej sesji, a wszystkim zebranym za wytrwałość. W krótkim podsumowaniu stwierdził, że konferencja osiągnęła cele założone przez Komitet Organizacyjny i wyraził przekonanie, że wspólne spotkania i dyskusje okażą się owocne i będą zaczynem do wspólnych działań na rzecz energetyki wodnej. Przekazał także informacje o kolejnej konferencji. Dziś już wiadomo, że HYDROFORUM 2026 odbędzie w dniach 21-23 października 2026 roku w hotelu ‘Warszawa’ w Augustowie. Ostatniego dnia konferencji przewidziano wizytę studyjną w EW Kruonis na Litwie. Zgodnie z poczynionymi już ustaleniami partnerami konferencji będą spółki Ignitis Gamyba i Voith Hydro, a także Litewskie Towarzystwo Energetyki Wodnej.

Kończąc swoje wystąpienie autor tego tekstu złożył podziękowania wszystkim osobom, firmom, instytucjom i organizacjom, które wsparły HYDROFORUM 2025 oraz przyczyniły się do jego sukcesu poprzez wygłoszone referaty, udział w dyskusjach na sali i poza nią, a także swoją obecność. Podobnie, jak w latach ubiegłych, słowa podziękowania odwzajemnił w imieniu uczestników dr M.Kaniecki.

Ostatni dzień HYDROFORUM 2025 przeznaczono na wizytę studyjną w EW Rożnów oraz rejs po Jeziorze Rożnowskim. Budowa Zapory i Elektrowni Wodnej Rożnów była jedną z największych inwestycji II Rzeczpospolitej. Stanowiła szybką i zdecydowana odpowiedź wciąż młodego państwa polskiego na katastrofalną powódź 1934 roku. W przeciągu 7 lat – w tym 3 lata w warunkach okupacyjnych – doprowadzono do końca budowę zapory, spiętrzono wody Dunajca, uruchomiono dwa pierwsze hydrozespoły. W roku 1943 elektrownia uzyskała pełną moc instalowaną 50 MW. Elektrownia wyposażona jest w cztery hydrozespoły z turbinami Kaplana firmy Escher Wyss. Do czasu uruchomienia EW Włocławek była największą klasyczną elektrownią wodną w naszym kraju. Wizyta w EW Rożnów i obiad pożegnalny w hotelu Łaziska w Czchowie były już ostatnimi akordami HYDROFORUM 2025.



Fot. 9 Uczestnicy wizyty studyjnej schodzą wzdłuż przepławki i zapory w kierunku EW Rożnów. Widok z drogi jezdnej prowadzącej w kierunku zapory

Janusz Steller

Przewodniczący Komitetu Organizacyjnego
Polskich Konferencji Hydroenergetycznych

ENERGOPROJEKT-WARSZAWA SA

Kompleksowe usługi dla hydroenergetyki

- konsulting
- projektowanie
- generalna realizacja inwestycji

www.energoprojekt.pl

Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A.

małopolskie przedsiębiorstwo multienergetyczne

Od prawie 30 lat prowadzimy skojarzoną gospodarkę energetyczno-wodną. Zapobiegamy powodziom i silnym wezbraniom Dunajca oraz minimalizujemy skutki suszy w jego Dolinie, realizując strategię rozwoju sieci małych elektrowni wodnych i instalacji fotowoltaicznych oraz dostarczania wytwarzanej w nich energii bezpośrednio na rynek lokalny poprzez własną sieć dystrybucyjną.

Poza sztandarową szczytowo-pompową elektrownią wodną w Niedzicy o mocy 92 MW, dysponujemy czteroma małymi elektrowniami na Dunajcu i na Wiśle oraz dwunastoma instalacjami fotowoltaicznymi o łącznej mocy 8,53 MW. Wytwarzamy ponad 100 GWh czystej energii elektrycznej rocznie, z czego ponad 5,5 GWh dostarczamy na rynek lokalny. Dzięki naszej działalności w atmosferze jest prawie 1,8 mln ton mniej CO_2 i innych szkodliwych substancji.



Zapora Wodna w Niedzicy

Niedzica.pl

sekretariat@niedzica.pl

www.zew-niedzica.pl

www.klaster1.pl

ZEW NIEDZICA SA

Spełniamy istotną rolę w zachowaniu niezawodności i bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, świadcząc usługę systemową odbudowy sieci oraz usługę obowiązku mocowego. Działamy na rzecz społeczności lokalnej. Współpracujemy z samorządami lokalnymi w ramach Klastra Energii Zbiornika Czorsztyńskiego, wspieramy rozwój turystyki w regionie, uczestniczymy w wielu inicjatywach kulturalnych i charytatywnych. Jesteśmy m. in. laureatem Rankingu Diamenty Forbesa 2023 i 2024 oraz nagrody Made in Poland 2023. ZEW Niedzica S.A. została też wyróżniona certyfikatem Pracodawca przyjazny pracownikom 2023.

atrakcje turystyczne w okolicy

- zwiedzanie elektrowni wodnej Niedzica i najwyższej w Polsce zapory ziemnej
- Jezioro Czorsztyńskie: licznie rozsiane wokół przystanie żeglarskie i kąpieliska, rejsy statkiem
- wycieczki rowerowe ścieżką wokół Jeziora Czorsztyńskiego oraz na trasie Niedzica – Sromowce Niżne
- Ośrodek Polana Sosny w Niedzicy nad Dunajcem: zabytkowy pensjonat Chata Spiska i zabytkowa restauracja Dwór, całoroczne pole karawaningowe, czynny zimą kompleks wyciągów narciarskich
- spływ przełomem Dunajca
- zwiedzanie średniowiecznych zamków w Niedzicy i Czorsztynie
- wycieczki górskie w pobliskie Pieniny, Gorce, Tatry