

# ENERGETYKA WODNA

2026

Wydanie specjalne  
ISSN 2299-0674

**BCU** energetyka  
wodna

Branżowe Centrum Umiejętności w Marszewie

## Budowle hydrotechniczne – vademecum dla niespecjalistów

str. 160

## Przyczyny i skutki niekontrolowanego uderzenia hydraulicznego

str. 10

## Repowering MEW Pilzno

str. 94

## Dwanaście mitów na temat energetyki wodnej obalonych

str. 164



[www.bcuenergetykawodna.pl](http://www.bcuenergetykawodna.pl)

**DOŁĄCZ**  
do innowacyjnych szkoleń!



**Sieć Szkół Rolniczych**  
prowadzonych przez  
Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi

**Ministerstwo Rolnictwa  
i Rozwoju Wsi**

**TOWARZYSTWO  
ROZWOJU MAŁYCH  
ELEKTROWNI WODNYCH**

**Towarzystwo Elektrywni Wodnych**  
Polska Hydropower Association

**eko logika**  
FUNDACJA  
EDUKACJI  
EKOLOGICZNEJ

**Instytut  
Elektroenergetyki**  
POLITECHNIKA WARSZAWSKA



**Rzeczpospolita  
Polska**

Sfinansowane przez  
Unię Europejską  
NextGenerationEU



Przedsięwzięcie pn. „Utworzenie i wsparcie funkcjonowania Branżowego Centrum Umiejętności dla branży elektroenergetycznej w dziedzinie Energetyka odnawialna (wodna) w Zespole Szkół Centrum Kształcenia Rolniczego w Marszewie” w ramach umowy nr KPO/24/BCU/U/0019 zostało sfinansowane ze środków Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, stanowiącego część Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO)\*.



# MEW Zabrzeż, Polska

Źródło: IOZE hydro

Poprzez odpowiednie wykorzystanie topografii terenu elektrownia wodna nie wymaga stosowania typowych piętrzeń, dzięki czemu rzeka zachowała swój naturalny charakter i umożliwia pełną migrację ryb.



# Od redakcji

**E**nergetyka wodna jest jedną z najstarszych, a zarazem najbardziej stabilnych technologii wytwarzania energii odnawialnej, której obecny udział w produkcji energii wśród źródeł OZE sięga około 71%. Od ponad stu lat elektrownie wodne pełnią ważną rolę w systemach energetycznych wielu państw, łącząc produkcję energii z funkcjami gospodarowania zasobami wodnymi, ochrony przeciwpowodziowej, wsparcia żeglugi śródlądowej oraz rozwoju turystyki.

Współcześnie znaczenie hydroenergetyki ponownie rośnie – zarówno w kontekście przeciwdziałania zmianom klimatu, jak i adaptacji do ich skutków. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wodnych przyczynia się do ograniczania emisji CO<sub>2</sub> w sektorze energetyki konwencjonalnej. Hydroenergetyka wspiera również transformację energetyczną jako narzędzie stabilizujące pracę niskoemisyjnych systemów energetycznych opartych na niesterowalnych źródłach odnawialnych, przede wszystkim energetyce wiatrowej i słonecznej. Jednocześnie infrastruktura hydrotechniczna przyczynia się do zwiększania retencji wód oraz regulacji przepływów w rzekach.

Oddajemy w ręce Czytelników wydanie specjalne kwartalnika „Energetyka Wodna”, przygotowane w ramach realizacji projektu Branżowego Centrum Umiejętności w dziedzinie energetyki odnawialnej - wodnej. Publikacja ta została opracowana jako materiał edukacyjny dla uczestników szkoleń i osób zainteresowanych rozwojem kompetencji w sektorze hydroenergetycznym. Zebrano w niej wybrane artykuły publikowane na przestrzeni lat na łamach naszego czasopisma, które w przekrojowy

sposób prezentują najważniejsze zagadnienia związane z funkcjonowaniem i rozwojem branży.

Przygotowany wybór obejmuje zarówno teksty o charakterze teoretycznym i analitycznym, jak i artykuły prezentujące praktyczne doświadczenia eksploatacyjne, rozwiązania techniczne oraz przykłady realizacji konkretnych inwestycji i modernizacji obiektów hydroenergetycznych i hydrotechnicznych. W publikacji znalazły się również materiały dotyczące aspektów prawnych, środowiskowych oraz organizacyjnych funkcjonowania energetyki wodnej – obszarów, które w ostatnich latach nabierają szczególnego znaczenia w kontekście zmieniających się regulacji oraz rosnących wymagań środowiskowych.

Mamy nadzieję, że zgromadzony materiał pozwoli Czytelnikom spojrzeć na energetykę wodną w sposób możliwie szeroki – jest to bowiem branża, która od osób w niej pracujących wymaga dużej interdyscyplinarności. Łączy ona wiedzę inżynierską z praktycznym doświadczeniem w zakresie eksploatacji maszyn i urządzeń elektromechanicznych, a także ze znajomością zagadnień związanych z gospodarowaniem wodą oraz ochroną środowiska. Zebrane w publikacji artykuły pokazują, jak różnorodne kompetencje są potrzebne, aby właściwie eksploatować obiekty hydroenergetyczne.

Rozwój energetyki wodnej wymaga dziś nie tylko nowych inwestycji i modernizacji istniejącej infrastruktury, lecz przede wszystkim dobrze przygotowanych specjalistów. Dlatego szczególną wartość mają inicjatywy edukacyjne, takie jak projekt BCU, które umożliwiają przekazywanie wie-

dzy i doświadczeń kolejnym pokoleniom inżynierów, techników i operatorów pracujących w sektorze hydroenergetycznym.

Życzymy Państwu inspirującej lektury i mamy nadzieję, że niniejsze wydanie stanie się wartościowym uzupełnieniem materiałów szkoleniowych oraz źródłem wiedzy o różnych wymiarach współczesnej energetyki wodnej.



**Michał Kubecki**  
Redaktor naczelny

# ENERGETYKA WODNA

Kwartalnik ogólnopolski

Wydanie specjalne 2026 – nakład 308 egz.

[www.energetyka-wodna.pl](http://www.energetyka-wodna.pl)



## PRAKTYKA

- 1 Od redakcji
- 4 Bezpieczeństwo i higiena pracy w elektrowniach wodnych
- 6 Nurek zawodowy – specjalista wielu umiejętności. Konieczność czy ekstrawagancja?
- 8 Uprawnienia energetyczne w praktyce
- 10 Przyczyny i skutki niekontrolowanego uderzenia hydraulicznego
- 18 Sufozja jako forma zniszczenia hydraulicznego w aktualnym ujęciu wymagań projektowych
- 21 Ocena stanu technicznego budowli hydrotechnicznych
- 24 Drgania części stacjonarnych maszyn hydraulicznych
- 26 Kulisy remontów turbin wodnych
- 34 Rozwiązania armaturowe dla energetyki wodnej
- 38 Problemy lodowe na wodach płynących, budowlach hydrotechnicznych i hydroenergetycznych

## PRAWO

- 44 Własność wód powierzchniowych i gruntów pod wodami w świetle Ustawy Prawo Wodne
- 46 Nie szkodzić sektorowi energetyki wodnej – nowy obowiązek krajów członkowskich UE
- 48 Wzmacnianie roli sektora małej energetyki wodnej w Europie

## PROJEKTY

- 50 Modernizacja małej elektrowni wodnej Rościno – historia i teraźniejszość
- 53 Pierwsze elektrownie wodne w II RP
- 55 EW Niedzica – źródło rozruchowe dla elektrowni ciepłych
- 59 Zbiornik Racibórz może przechwycić falę z powodzi tysiąclecia
- 61 Ukryty potencjał Dunajca
- 64 Elektrownia szczytowo-pompowa Nant de Drance – przegląd inwestycji
- 69 MEW Żarki, gdzie historia wita się z nowoczesnością
- 74 Zapora i elektrownia wodna Rożnów na Dunajcu
- 78 Czarny łabędź wśród MEW w Polsce – o nowym obiekcie na mapie Górnego Śląska
- 82 Nowa dusza w starym młynie – MEW Niedalino
- 86 Elektrownie szczytowo-pompowe w Polsce – przegląd
- 91 Pionierska mikrosieć z udziałem MEW w Makowie Mazowieckim
- 94 Repowering MEW Pilzno
- 98 Zapora wodna w Wapienicy – instalacja turbiny wodnej

## Redakcja:

Michał Kubecki – redaktor naczelny  
 Michał Lis – redaktor prowadzący  
 Sandra Owieczka – asystent redakcji  
 Kamila Gromska – asystent redakcji  
 Olga Pękala – asystent redakcji  
 redakcja@energetyka-wodna.pl  
 tel. +48 518 304 194

## Prenumerata i reklama:

Monika Grzybek  
 biuro@energetyka-wodna.pl

## DTP i opracowanie graficzne:

Gustaw Nowak  
 grafika@energetyka-wodna.pl

## Drukarnia:

Agencja Wydawnicza „ARGI”  
 ul. Żegiestowska 11  
 50-542 Wrocław

## Rada redakcyjna:

Wojciech Majewski  
 Janusz Steller  
 Bogusław Puchowski  
 Ewa Malicka  
 Radosław Koropis  
 Robert Szlęzak  
 Andrzej Grześ  
 Małgorzata Stolarska  
 Michał Krzyszkowski

## Zdjęcie na okładce:

Okładka: BCU energetyka wodna  
 Źródło: [www.bcuenergetykawodna.pl](http://www.bcuenergetykawodna.pl)

## Wydawca:

Towarzystwo Rozwoju Małych  
 Elektrowni Wodnych  
 ul. Królowej Jadwigi 1  
 86-300 Grudziądz  
 tel. +48 (56) 46 49 644  
 fax +48 (56) 46 49 643  
 e-mail: [biuro@trmew.pl](mailto:biuro@trmew.pl)  
[www.trmew.pl](http://www.trmew.pl)



Oddano do druku: 03.06.2026

Redakcja i Wydawca nie ponoszą odpowiedzialności za treść publikowanych reklam. Treści prezentowane w artykułach nie zawsze są zbieżne z poglądami redakcji.

102 Nowoczesne podejście do energii odnawialnej na Wyspie Jeżynowej

106 O wdrożeniu IOZE Flumen na Małej Panwi

#### WIEDZA

111 Z dziejów energetyki wodnej na ziemiach polskich – część I

116 Z dziejów energetyki wodnej na ziemiach polskich – część II

124 Turbina Kaplana – stuletni bestseller

128 Rok Rzeki Wisły 2017

136 Jubileusz trzydziestolecia TRMEW

141 Na szlaku małej energetyki wodnej – podsumowanie wyjazdu studyjnego HYPOSO

149 ESP podstawą transformacji energetycznej na poziomie międzynarodowym

155 Magazynowanie energii w Portugalii

160 Budowle hydrotechniczne – vademecum dla niespecjalistów

164 Dwanaście mitów na temat energetyki wodnej obalonych

167 Elektrownie szczytowo-pompowe w UE: stan obecny i potencjał

#### EKOLOGIA

172 Oddziaływanie MEW w aspekcie środowiskowym i społecznym

174 Przepławki naturalne – wspólna korzyść

176 Bariery elektryczne – ochrona ryb szyta na miarę

180 Hydrotechniczne i energetyczne mity ekologów

186 We can, with hydropower – jak woda, wiatr i słońce mogą połączyć się, by osiągnąć cele klimatyczne

188 Gdy w rzece brakuje wody

190 Zasady biologicznej oceny funkcjonalności urządzeń służących migracji ryb

197 Powódź w Polsce we wrześniu 2024 i nowe podejście do ochrony przeciwpowodziowej

202 Zrównoważony rozwój hydroenergetyki w praktyce

**BCU** energetyka  
wodna  
Branżowe Centrum Umiejętności w Marszewie



[www.bcuenergetykawodna.pl](http://www.bcuenergetykawodna.pl)

**DOŁĄCZ**  
do innowacyjnych szkoleń!

# Bezpieczeństwo i higiena pracy w elektrowniach wodnych

**W 2012 r. Państwowa Inspekcja Pracy przeprowadziła czynności kontrolne w kolejnej grupie przedsiębiorców zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Tym razem kontrolą objęto elektrownie wodne, które nie były dotychczas objęte przez PIP w sposób kompleksowy nadzorem i prewencją.**

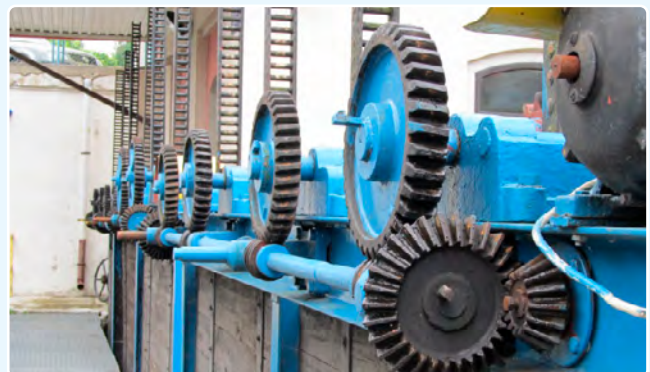
**P**odstawowym celem kontroli było rozpoznanie skali występujących zagrożeń oraz ich przyczyn, a także zobowiązanie pracodawców do zastosowania skutecznych środków zapobiegających tym zagrożeniom lub ich eliminacji. W wybranych okręgowych inspektoratach pracy kontrole zostały przeprowadzone wg jednolitych kryteriów.

W Okręgowym Inspektoracie Pracy PIP w Szczecinie czynności kontrolne przeprowadzono w 12 wybranych elektrowniach wodnych, których eksploatacją zajmowały się nie tylko duże podmioty z branży elektroenergetycznej, ale także mali przedsiębiorcy. Kontrole w zakresie technicznego bezpieczeństwa pracy przeprowadzono w elektrowniach wodnych o rozmaitych mocach, wyposażonych w urządzenia (turbina + generator) o różnych konstrukcjach uzależnionych od ich wieku, bądź roku modernizacji. Inspekcje wykazały wiele nieprawidłowości związanych bezpośrednio z eksploatacją samych hydrozespołów. W trakcie kontroli nie były wykonywane prace remontowe lub modernizacyjne dlatego inspektorzy pracy nie mieli możliwości przeprowadzenia pełnej oceny przestrzegania przepisów bhp dotyczących organizacji prac przy instalacjach elektroenergetycznych. Uchybienia dotyczące niezapewnienia bezpieczeństwa i higieny pracy stwierdzono we wszystkich kontrolowanych podmiotach. Stwierdzono m.in.:

- niedostosowanie w 8 elektrowniach wodnych kontrolowanych maszyn, w szczególności zespołów turbina-generator do minimalnych wymagań bezpieczeństwa, co przejawiało się m.in. na braku odpowiednich osłon lub urządzeń ochronnych na elementach obrotowych maszyn lub przekładniach napędowych (pasowych, zębatych) przekazujących obroty z turbin na generatory w sytuacji gdy obie maszyny nie były zamontowane na jednym wale. Stan taki umożliwiał bezpośredni dostęp do stref zagrożenia;
- niezapewnienie realizacji obowiązku meldowania się oraz nieustalenie procedur postępowania w razie braku meldunku od pracownika wykonującego jednoosobowo oględziny eksploatowanych maszyn i urządzeń energetycznych w pomieszczeniach pracy elektrowni, w których mogą wystąpić zagrożenia dla zdrowia lub życia - nieprawidłowości odnotowano w 67 % badanych przypadkach;
- nieprzeprowadzanie badań i pomiarów czynników szkodliwych występujących w środowisku pracy, w tym na stanowiskach pracy związanych z eksploatacją hydrozespołów i urządzeń pomocniczych. Prawie co drugi kontrolowany podmiot nie posiadał żadnej wiedzy nt. poziomu hałasu na który byli narażeni pracownicy w pomieszczeniach i na stanowiskach pracy, na których wykonują pracę;
- braki w posiadaniu odpowiedniej dokumentacji, w szczególności: instrukcji organizacji pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych określającej m.in. procedury wykonywania prac przy urządzeniach energetycznych stwarzających możliwość wystąpienia szczególnego zagrożenia dla zdrowia lub życia ludzkiego, w szczególności prac na polecenie pisemne, a także instrukcji eksploatacji urządzeń energetycznych (hydrozespołów) określających m.in. wymagania w zakresie konserwacji, napraw, remontów urządzeń oraz terminy przeprowadzania przeglądów, prób i pomiarów oraz zasady postępowania w razie awarii oraz zakłóceń w pracy urządzeń;
- nieprawidłowości w zakresie zabezpieczenia pomieszczeń i terenu ruchu energetycznego przed dostępem osób nieupoważnionych oraz zapewnienia w pełni bezpiecznych dojazdów do stanowisk pracy. Odnotowano przypadki, gdy otwarta przestrzeń nad nurtem wody na filarach działowych między zasuwami kanałów wlotowych wody do turbin w elektrowni nie została w żaden sposób zabezpieczona przed możliwością wpadnięcia pracowników do kanału wodnego;
- dopuszczanie do eksploatacji narzędzi pracy i sprzętu ochronnego, np. rękawic elektroizolacyjnych bez ważnych prób okresowych oraz niezapewnienie pełnego wyposażenia obiektu elektrowni w wymagany sprzęt ochronny, określony w szczegółowej Instrukcji eksploatacji obiektu (braki w wyposażeniu w koło ratunkowe z odpowiednią linką ratunkową) – co stwierdzono w 4 elektrowniach wodnych.



Czyszczarka krat zamontowana na wlocie do turbin wodnych bez zabezpieczeń strefy zagrożenia: stref pracy kół zębatych.



Przekładnie zębate napędów zamknięć wodnych na wlotach wody do turbin niewyposażone w osłony lub inne urządzenia ochronne.



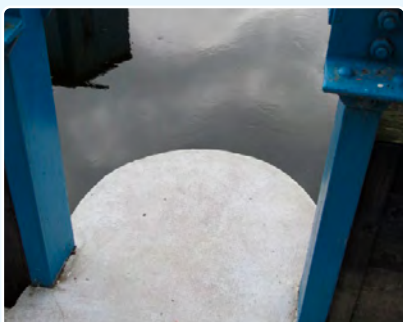
Generator w elektrowni wodnej z zamontowanymi barierkami, które nie zapobiegają dostępowi do stref zagrożenia: obracającego się z dużą prędkością wirnika urządzenia.



Elementy układów napędowych zamknięć awaryjnych (przekładnie i koła zębate) w elektrowni wodnej bez odpowiednich osłon lub innych urządzeń ochronnych.



Brak osłony lub innych urządzeń ochronnych uniemożliwiających dostęp z poziomu posadzki w maszynowni do strefy niebezpiecznej – strefy pracy pasa taśmowego, w tym strefy nabiegania pasa na bęben zwrotny.



Otwarta przestrzeń nad nurtem wody na filarze działowym, między zasuwami kanału wlotowego wody do turbiny bez zabezpieczenia przed możliwością wpadnięcia pracowników do kanału.



Balustrada zamontowana nad wlotami wody do komór turbinowych nie została wyposażona w połowie wysokości w poprzeczkę. Przestrzeń między górną poręczą balustrady a pomostem roboczym nie została także zabezpieczona w inny sposób uniemożliwiający wpadnięcie osób.



Osłony uniemożliwiające dostęp do strefy zagrożenia, zainstalowane w wyniku wykonania decyzji inspektora pracy.



Osłony uniemożliwiające dostęp z poziomu posadzki do strefy niebezpiecznej, zainstalowane w wyniku wykonania decyzji inspektora pracy.

W ocenie inspektorów pracy jako przyczyny stwierdzonych nieprawidłowości należałoby wskazać przede wszystkim:

- bagatelizowanie przez pracodawców zagrożeń występujących na stanowiskach pracy, o czym pośrednio świadczy fakt usunięcia wielu uchybień jeszcze w trakcie trwania kontroli;
- brak znajomości w pełnym zakresie obowiązujących przepisów bhp dotyczących w szczególności organizacji prac przy urządzeniach energetycznych oraz minimalnych wymagań bezpieczeństwa w odniesieniu do eksploatowanych na terenie elektrowni wodnych maszyn;

- brak właściwego nadzoru ze strony pracodawców prowadzących eksploatację urządzeń i instalacji energetycznych w elektrowni nad sposobem wykonania pracy przez podległych im pracowników.

W wyniku podjętych czynności kontrolnych do pracodawców skierowano 100 decyzji, w tym decyzje wstrzymania eksploatacji maszyn oraz 13 wniosków w wystąpieniach. Środki te miały na celu wyeliminowanie stwierdzonych uchybień. Z przeprowadzonych rekontroli oraz na podstawie pisemnych informacji od pracodawców stwierdzono, że zalecenia

pokontrolne zostały wykonane, co przyczyniło się do wyeliminowania wielu zagrożeń zawodowych.



**Jacek Wojciechowski**  
Starszy inspektor pracy  
Okręgowy Inspektorat Pracy w Szczecinie

Dziękujemy za udostępnienie zdjęć Okręgowemu Inspektoratowi Pracy w Szczecinie

# Nurek zawodowy – specjalista wielu umiejętności. Konieczność czy ekstrawagancja?

**Drogi Czytelniku, wielokrotnie pewnie zastanawiałeś się, co nurkowie mogą wykonać dla hydroenergetyki. Spróbuję na to pytanie przystępnie odpowiedzieć, ale zanim do tego dojdę, muszę wyjaśnić, czym się różni nurkowanie zawodowe od amatorskiego.**

W polskich warunkach, zgodnie z Ustawą o „wykonywaniu prac podwodnych” z dnia 17 października 2003 r. (Dz. U. Nr 199, poz. 1936, z późn. zm.1) osoba wykonująca prace podwodne musi posiadać uprawnienia zawodowe, natomiast firma prowadząca taką działalność musi posiadać przynajmniej Certyfikat potwierdzający wdrożenie Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy PN-N-18001:2004 – wykonywanie prac podwodnych. Kompilacja tych dwóch uprawnień zezwala dopiero na wykonanie prac podwodnych oraz zawodu nurka. Każde inne uprawnienia w nurkowaniu są uprawnieniami amatorskimi i nie uprawniają do wykonywania zawodu nurka oraz prac podwodnych. Co więcej, wedle zapisów wymienionej ustawy, zespół biorący udział w pracach podwodnych powinien się składać przynajmniej z czterech osób.



Dodatkowo w ekipie niezbędna jest osoba z uprawnieniami państwowymi Kierownika Prac podwodnych, bez którego nie może się odbyć żadna praca podwodna.

## CO POTRAFI NUREK ZAWODOWY?

Wracając do pytania – nurkowie podczas długiego okresu szkolenia przygotowani są do wykonywania wielu zawodów przy użyciu specjalistycznego sprzętu narzędziowego (hydraulicznego i pneumatycznego). Ćwiczą zdolności manualne przy wykonywaniu prac często w zerowej widoczności.

W zakresie ich prac, a w szczególności dotyczących hydroenergetyki, mieszczą się:

- przeglądy i inspekcje podwodne,
- zapuszczanie i doszczelnianie zastawek (szandorów) na czas remontu turbozespołów,
- wymiana krat wlotowych,
- cięcie i spawanie pod wodą,
- betonowanie,
- przeprowadzanie pomiarów „grubościowych” rurociągów i krat pod wodą,
- oczyszczanie „przedpola” komór wlotowych z zalegających obiektów (konary, gałęzie, rumosz),

- usuwanie namułów przy użyciu pomp i eżektorów (rodzaj pompy wodnej lub pneumatycznej wykorzystująca siłę powietrza lub wody do transportu urobku).

## REALIA PRACY

Na wydajność i bezpieczeństwo nurka podczas prac podwodnych ma wpływ wiele czynników, np. jego uprawnienia i doświadczenie, głębokość, temperatura, widoczność, „zamknięte” przestrzenie, zanieczyszczenia itp. Świadomie tu pominięto wszelkie aspekty medyczne, skupiając się tylko na kwestiach technicznych. Niezbędne, w związku z tym, jest wykonywanie prac w pełnej izolacji od środowiska. Stosuje się do tego celu „suche” skafandry oraz hełmy nurkowe, które oprócz pełnej izolacji zapewniają łączność z powierzchnią oraz możliwość oddychania powietrzem dostarczonym z powierzchni poprzez ambibal (pępowinę). Niestety „coś za coś”, komfort korzystania z takiego sprzętu niesie za sobą ograniczenia i obciążenia. Sprzęt zakładany na nurka to waga kilkudziesięciu kilogramów, co na powierzchni jest dużym obciążeniem, natomiast pod wodą zdecydowanie ogranicza ruchy.

## ZLECENIE PEŁNE WYZWAŃ

Jednymi z najbardziej wymagających prac podwodnych spośród licznych zleceń zrealizowanych przez zespół Orka Group Sp. z o. o, były te prowadzone w Elektrowni Wodnej Czchów. Do ich poprawnego wykonania konieczne było zaangażowanie nurków z dużym doświadczeniem oraz przygotowanie znacznego zaplecza technicznego. Zlecona praca polegała na wymianie uszkodzonych krat turbozespołu 1 i 2, które najprawdopodobniej uległy uszkodzeniu w wyniku drgań i wibracji wywołanych przepływem wody, jak również w związku z kontaktem dużych obiektów, jak np. karpy pni.

W ramach tego zadania należało zapuścić szandory na turbozespoły, a następnie je doszczelnić, aby zabezpieczyć komorę turbozespołu przed niekontrolowanym napływem rumoszu lub innych zanieczyszczeń. W przeciwnym wypadku istniałoby duże ryzyko uszkodzenia turbiny. Operacja składała się z dwóch czynności – zapuszczenia i uszczelnienia od górnej i dolnej wody. Następnie usunięto rumosz, odmulono stopy kraty i odcięto spawy mocujące kratę. Kolejnym krokiem było wydobywanie starych krat

Fot. Wydobywanie uszkodzonej kraty



na powierzchnię. Operacje przedstawione w krótkim akapicie powyżej sprawiają wrażenie łatwych i prostych. W rzeczywistości wygląda to niestety zupełnie inaczej i nie mają na to wpływu ani najlepiej wykwalifikowani ludzie, ani najlepszy sprzęt. Nieprzewidziane sytuacje sprawiają, że członkowie ekipy realizującej zlecenie muszą się wykazać dużą elastycznością i nieszablonywym podejściem do rozwiązywania napotkanych problemów. Wszystkie zaistniałe komplikacje opisano poniżej, aby wyjaśnić stopień skomplikowania operacji przeprowadzonej w Elektrowni Wodnej Czchów.

### NAPOTKANE PROBLEMY

Mimo znakomitej współpracy z ekipą zlecającego i zaangażowania wykonawcy, wystąpiły utrudnienia w postaci doszczelnienia zastawek w elektrowni budowanej w latach 1936–1949, spowodowane dużym zużyciem materiałowym infrastruktury. Mimo wymienionych belek, dokładnie wyczyszczonego progu i założeniu nowych gum doszczelniających, w dal-

Fot. Przykład uszkodzeń krat



szym ciągu występowały przecieki poprzez zamki. Przecieki opanowano po dwóch dniach intensywnych prac.

Następnym etapem było usuwanie rumożu i odmulanie podstawy krat. Jednakże po zdjęciu wierzchniej warstwy, w której znajdowały się niezliczone ilości folii, butelek, belek i gałęzi znaleźliśmy olbrzymie karpie drzew wbite w dolne części krat. Ich usunięcie stanowiło kolejną dość skomplikowaną czynność.

Po wycięciu spawu górnej części kraty przy użyciu palnika gazowego pojawiła się następna niespodzianka. Podczas próby wydobywania, kraty zablokowały się na wspawanych do nich poprzeczkach i nie można było ich wydobyć. Niestety nurkowie nie wiele mogli zrobić z kratą, która miała ponad osiem metrów wysokości i ważyła kilka ton. Po burzy mózgow znaleźliśmy rozwiązanie, polegające na wprowadzeniu talii (wielokrążek) z wielokrotnym przełożeniem i odciągnięciu kraty od ściany zapory.

Dzięki takiemu rozwiązaniu udało się wydobyć kraty na powierzchnię. Jak jedno cieższy, to dla równowagi musi się tworzyć jakiś problem. W naszym wypadku odciągana krata naniósł na posprzątny próg kolejną ilość mułu, a niewielki przepływ wody kierujący się do turbozespołu 2 podkładał go w miejscach już posprzątnanych, co zdecydowanie przedłużyło operację zakładania nowych krat. Musieliśmy ponownie wysprzątać próg przy użyciu płuczki (rodzaj prądownicy strażackiej) zasilanej wodą pod ciśnieniem. W tym miejscu warto nadmienić wagę precyzji wykonania nowych krat. Aby wszystkie z nich trafiły na miejsce dotychczasowych i „zgrały się” z szynami naprowadzającymi wózek czyszczarki, potrzebna była dokładność dla nowych krat na poziomie jednego centymetra.

Kolejny problem stanowiło opuszczenie nowych krat w miejsce starych tak, aby znowu się nie zawieszały podczas opuszczania, do którego używaliśmy suwnicy. Z przyczyn technologicznych suwnicy dojeżdżała tylko do krawędzi zapory, a nie poza nią, co skutkowało nie osiowym opuszczaniem krat. Technologicznie też nie można było użyć dźwigu z powodu braku możliwości dojazdu w zasięg operacji. Nieszablonywe myślenie i szybka reakcja ekip współpracujących doprowadziła do rozwiązania i tego problemu. Zastosowano specjalne sanie wykonane z rur, po których opuszczano kraty, a po oparciu kraty o stopę (specjalny konstrukcyjny rowek w betonie zapory) wydobywano je na powierzchnię, a krata „sama” umiejscowiła się we właściwym położeniu. Po przyspawaniu jej w górnej części mogliśmy przystąpić do dalszych prac i kolejnych czynności związanych z posadowieniem kolejnych krat.

Najważniejszym wnioskiem płynącym z opisanego remontu jest trudność przewidzenia wszystkich ewentualności, zwłaszcza w przypadku starszych elektrowni wodnych, których infrastruktura jest mocno wyeksploatowana. W związku z tym niezbędne jest posiadanie w zespole doświadczonych nurków oraz odpowiedniego zaplecza technicznego, dzięki którym możliwe jest rozwiązywanie niespodziewanych problemów.

Mirosław Kierepka  
Prezes Zarządu Orka Group Sp. z o.o.  
Nurek I klasy  
e-mail: biuro@orkasa.pl  
tel. +48 668 831 340



Źródło: Adobe Stock

Dziękujemy za udostępnienie zdjęć firmie  
**Orka Group Sp. z o.o.**

# Uprawnienia energetyczne w praktyce

**Uprawnienia SEP-owskie, uprawnienia energetyczne, to pojęcia popularne, ale często mylnie rozumiane. Kilka podstawowych informacji na ten temat znajda Państwo w poniższym artykule.**

Czy można użytkować pojazd samochodowy na drodze publicznej nie posiadając prawa jazdy? Oczywiście można, ale jest to występki zagrożony sankcjami karnymi. Co to pytanie ma wspólnego z elektrowniami wodnymi?

## CO TO TAKIEGO – UPRAWNIENIA ENERGETYCZNE

Otóż eksploatacja elektrowni wodnej, czyli urządzenia energetycznego, jest również obwarowana koniecznością posiadania „prawa jazdy” na eksploatację urządzeń energetycznych, wynikających z Ustawy Prawo Energetyczne. Różnica jest tylko jedna, prawo jazdy otrzymujemy na ogół dożywotnio, uprawnienia energetyczne na nie dłużej niż 5 lat. System stwierdzania, że mamy prawo legalnie użytkować urządzenia energetyczne jest bardzo rozbudowany. Za jego funkcjonowanie odpowiada Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Sprawdzanie kwalifikacji do eksploatacji urządzeń energetycznych odbywa się w trzech grupach, elektrycznej, cieplnej i gazowej, na pięciu poziomach kompetencji: obsługa, konserwacja, montaż, remonty i wykonywanie prac kontrolno-pomiarowych, w dwu zakresach funkcjonalnych: uprawnienia eksploatacyjne i dozоровe, w prawie 10 zakresach typów urządzeń dla każdej z grup energetycznych.

## MAŁA ELEKTROWNIA WODNA A UPRAWNIENIA ENERGETYCZNE

Jak w tym wszystkim ma się odnaleźć właściciel małej elektrowni wodnej? Przyjrzyjmy się trzem głównym grupom:

- Grupa 3 – uprawnień gazowych z natury rzeczy go nie interesuje.
- Grupa 2 – uprawnień do eksploatacji urządzeń cieplnych – uważam, że też nie, chociaż są opinie, że dotyczy małych elektrowni wodnych, pkt 6 tych uprawnień – pompy, ssawy, wentylatory i dmuchawy, o mocy powyżej 50 kW;
- Grupa 1 – elektrycznej w całej rozciągłości jak najbardziej tak.

Mała elektrownia wodna, pod względem elektrycznym to dość skomplikowana instalacja. Mamy w niej do czynienia z co naj-

mniej dwoma poziomami napięć, z generatorami pracującymi na sieć wspólną energetyki, bardzo często ze stacją transformatorową 15/0,4 kV, układami rozliczeniowymi i automatyką pracy siłowni. Wymaga to specyficznych uprawnień, których na ogół nie posiadają przeciętni elektrycy.

Podstawową sprawą są uprawnienia energetyczne do eksploatacji urządzeń energetycznych grupy 1, w zakresie kompetencji do obsługi i konserwacji urządzeń elektroenergetycznych. W naszym przypadku wymagane są uprawnienia z pkt 1, 2, a jeśli posiadamy w eksploatacji stację transformatorową także punktu 3 oraz odpowiednio do tych zakresów uprawnienia z punktu 10.

Zacytujmy:

- 1) urządzenia prądowórcze przyłączone do krajowej sieci elektroenergetycznej bez względu na wysokość napięcia znamionowego;
- 2) urządzenia, instalacje i sieci elektroenergetyczne o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
- 3) urządzenia, instalacje i sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV;
- 10) aparatura kontrolno-pomiarowa oraz urządzenia i instalacje automatycznej regulacji; sterowania i zabezpieczeń urządzeń i instalacji wymienionych w pkt 1-9.

Jeśli chcemy własnymi siłami wykonywać remonty, wskazane byłoby, żeby wszyscy uczestniczący w tych pracach posiadali uprawnienia także w zakresie remontów. Każda wykonana praca ingerująca w instalację energetyczną, powinna być po jej wykonaniu sprawdzona (potocznie mówi się – zmierzona). Wykonać to mogą pracownicy zewnętrzni lub my, pod warunkiem, że posiadamy uprawnienia do wykonywania prac kontrolno-pomiarowych.

## UPRAWNIENIA D, UPRAWNIENIA E

W tym miejscu warto przyrzeć się dokładnie uprawnieniom D i E. Rozróżnienie jest zasadniczo funkcjonalne. Uprawnienia E to uprawnienia do używania narzędzi, uprawnienia D, do nadzorowania prac instalacji energetycznych i organizowania bezpiecz-

nej pracy przy tych urządzeniach. Nadzorować pracę ludzi w ramach brygad roboczych można posiadając uprawnienia E. Dyspozytorzy w Zakładach Energetycznych, z którymi współpracujemy najczęściej wymagają do kontaktu w sprawach operacji przyłączeniowych osób z uprawnieniami D.

## PROCEDURY BEZPIECZNEGO WYKONYWANIA PRAC

Bezpieczeństwo wykonywania prac przy urządzeniach energetycznych to nie tylko uprawnienia do ich wykonywania, to także procedury wykonywania prac. Mówi o tym Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 23 kwietnia 2013 r. poz. 492 w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach energetycznych. Urządzenie nakłada na właściciela instalacji szereg obowiązków, z których trzeba sobie zdawać sprawę. Określa ono dość precyzyjnie sposób prowadzenia prac, potrzebne procedury oraz kompetencje osób biorących udział w organizacji i wykonaniu prac. Znajomość wskazanego rozporządzenia jest elementem sprawdzenia kwalifikacji energetycznych, ponieważ niestosowanie się do nich może nas narażać na konsekwencje prawne, jak złamanie zapisów każdego innego aktu prawnego.

Rozporządzenie, o którym mowa jest aktualnie w trakcie nowelizacji. Jest szansa, że kilka spraw zostanie uproszczonych, ale jak to zwykle bywa, nałożone zostaną także nowe obowiązki. Warto o tym wiedzieć i śledzić proces legislacyjny, aby wszystkie osoby mające dostęp do małej elektrowni wodnej i biorące udział w jej eksploatacji miały stosowne uprawnienia energetyczne.

## KTO, GDZIE, KIEDY I W JAKIM ZAKRESIE

Polecamy szkolenia i egzaminy kwalifikacyjne prowadzone przez kadre osób zrzeszonych w Stowarzyszeniu Elektryków Polskich, mających wieloletnią praktykę przy eksploatacji MEW, jak również dogłębną znajomość przepisów regulujących funkcjonowanie MEW. Kwalifikacje uzyskane w tym trybie są bezterminowe, co nie oznacza, że dożywotnie. Dla osób pracujących w małych i średnich przedsiębiorstwach oraz świad-

czących usługi dla ludności uzyskane w ten sposób uprawnienia należy ponowić po czasie nie dłuższym niż 5 lat. W dużych organizacjach przemysłowych (powyżej 300 osób zatrudnionych) o terminie ważności uprawnień energetycznych decyduje prowadzący eksploatację w zakładzie pracy. Nie są stawiane jakiegokolwiek wymagania dotyczące przygotowania formalnego osobom poddającym się procesowi uznawania kwalifikacji.

Za system sprawdzania kwalifikacji Ustawa czyni odpowiedzialnym Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. To Prezes URE powołuje Komisje Kwalifikacyjne na okres 5-letni, stawiając ostre wymogi formalne, co do wykształcenia i praktyki zawodowej członkom Komisji. Na dzień dzisiejszy w Polsce funkcjonuje około 400 Komisji Kwalifikacyjnych, głównie w ramach dużych przedsiębiorstw energetycznych. Na rynku działa ok. 150 Komisji Kwalifikacyjnych, z czego ponad 100 w ramach Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Do egzaminu kwalifikacyjnego może więc przystąpić każdy, kto uważa, że legitymuje się odpowiednią wiedzą i umiejętnościami z zakresu przewidzianego do sprawdzenia.

Nie wymaga się sprawdzania kwalifikacji w zakresie obsługi i instalacji dla użytkowników obsługujących urządzenia elektroenergetyczne o mocy do 20 kW posiadających instrukcje eksploatacji, przyłączonych do sieci „na wtyczkę”.

Sprawdzenie kwalifikacji odbywa się oddzielnie dla instalacji elektrycznych (grupa 1), ciepłych (grupa 2) oraz gazowych (grupa 3).

Kwalifikacje sprawdzane są na podstawie wypełnionego wniosku. Wzory szczegółowe wniosku różnią się w zależności od komisji, która ma przyjąć egzamin. Danymi identyfikującymi Komisje są: nazwa organizacji powołującej komisję, numer komisji, adres, konto bankowe, na które należy wnieść opłatę za przeprowadzenie postępowania.

**Ważne:** Dokumentacja egzaminacyjna przechowywana jest wyłącznie w Komisji Kwalifikacyjnej (tylko tam uzyskasz wtórnik zagubionego dokumentu).

Sprawdzanie odbywa się w zakresie kompetencji do wykonywania czynności obsługi, konserwacji, remontów, montażu oraz

wykonywania prac kontrolno-pomiarowych, zgodnie z §5.1 Rozporządzenia.

5. 1. Eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci mogą zajmować się osoby, które spełniają wymagania kwalifikacyjne dla następujących rodzajów prac i stanowisk pracy:

- 1) eksploatacji, do których zalicza się stanowiska osób wykonujących prace w zakresie obsługi, konserwacji, remontów, montażu i kontrolno-pomiarowym;
- 2) dozoru, do których zalicza się stanowiska osób kierujących czynnościami osób wykonujących prace w zakresie określonym w pkt 1 oraz stanowiska pracowników technicznych sprawujących nadzór nad eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.

2. Prace, o których mowa w ust. 1, dotyczą wykonywania czynności:

- 1) mających wpływ na zmiany parametrów pracy obsługiwanych urządzeń, instalacji i sieci z zachowaniem zasad bezpieczeństwa i wymagań ochrony środowiska — w zakresie obsługi;
- 2) związanych z zabezpieczeniem i utrzymaniem należytego stanu technicznego urządzeń, instalacji i sieci — w zakresie konserwacji;
- 3) związanych z usuwaniem usterek, uszkodzeń oraz remontami urządzeń, instalacji i sieci w celu doprowadzenia ich do wymaganego stanu technicznego — w zakresie remontów;
- 4) niezbędnych do instalowania i przyłączania urządzeń, instalacji i sieci — w zakresie montażu;
- 5) niezbędnych do dokonania oceny stanu technicznego, parametrów eksploatacyjnych, jakości regulacji i sprawności energetycznej urządzeń, instalacji i sieci — w zakresie kontrolno-pomiarowym.

Paragraf 6 Rozporządzenia określa zakres umiejętności wymaganych w wyżej wskazanych zakresach:

§6. Osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, w celu uzyskania potwierdzenia posiadanych kwalifikacji, powinny wykazać się wiedzą z zakresu:

6.1) na stanowiskach eksploatacji:

- a) zasad budowy, działania oraz warunków technicznych obsługi urządzeń, instalacji i sieci,
- b) zasad eksploatacji oraz instrukcji eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci,
- c) zasad i warunków wykonywania prac kontrolno-pomiarowych i montażowych,

- d) zasad i wymagań bezpieczeństwa pracy i ochrony przeciwpożarowej oraz umiejętności udzielania pierwszej pomocy,
- e) instrukcji postępowania w razie awarii, pożaru lub innego zagrożenia bezpieczeństwa obsługi urządzeń lub zagrożenia życia, zdrowia i środowiska.

Kwalifikacje sprawdza się także w podziale na uprawnienia Eksploatacyjne i Dozorowe. Upraszczając, uprawnienia E dotyczą kwalifikacji i umiejętności wykonywania czynności eksploatacyjnych, uprawnienia D dotyczą znajomości przepisów i ich stosowania w praktyce, przy organizowaniu oraz nadzorowaniu pracy ludzi i instalacji energetycznych.

**Uwaga:** Przystępując do egzaminu na uprawnienie E i D wypełniamy dwa druki!

Sposób sprawdzenia kwalifikacji reguluje rozporządzenie.

Egzamin kwalifikacyjny ma wyłącznie formę egzaminu ustnego, zdający może być przywołany przez egzaminatora do wykonania określonych czynności montażowych lub pomiarowych wymaganych zakresem egzaminu.

## PODSUMOWANIE

Energetyka odnawialnych źródeł energii została wyłączona z Prawa Energetycznego. Ustawa o OZE stanowiąca ramy prawne funkcjonowania gospodarczego małej elektrowni wodnej nic nie mówi o jej eksploatacji technicznej ani kwalifikacjach personelu. MEW jednak to w dalszym ciągu klasyczna instalacja energetyczna podlegająca zasadom określanym w Prawie Energetycznym. Liczne zagrożenia dla osób obsługujących elektrownię wodną, stopień komplikacji prac, a także formalne wymogi prawne powodują konieczność uzbrojenia się w uprawnienia energetyczne.

Wymogi prawa dotyczące funkcjonowania instalacji energetycznych zmieniają się tak często, że warto raz na 5 lat nie tylko przystąpić do egzaminu kwalifikacyjnego odnawiającego uprawnienia, co jest wymagane prawem, ale także uzupełnić wiedzę na ten temat uczestnicząc w szkoleniach tematycznych, chociaż tego nie wymaga żadne prawo.

# Przyczyny i skutki niekontrolowanego uderzenia hydraulicznego

**W artykule omówiono zagadnienia dotyczące nadmiernego poziomu drgań części stacjonarnych maszyn hydraulicznych. W przeciwieństwie do powszechnie znanych symptomów defektów układu wirującego (np. niewyważenie, wygięcie lub rozosiowanie), identyfikacja przyczyn nadmiernych drgań elementów nieobrotowych może sprawić diagnostom wiele problemów. Jak wykazano na praktycznych przykładach, tylko poprawna identyfikacja ich przyczyn pozwala na zastosowanie odpowiednich środków zaradczych.**

**T**ermin „uderzenie hydrauliczne” dotyczy zjawiska przepływu nieustalonego wywołanego nagłą zmianą prędkości przepływu cieczy w przewodzie zamkniętym (w rurociągu) i objawiającego się powstawaniem fali ciśnienia, rozprzestrzeniającej się wzdłuż tego przewodu. Jest to zjawisko powszechnie występujące w układach technologicznych wyposażonych w rurociągi i maszyny hydrauliczne oraz człony regulacji przepływu i ciśnienia [1, 2]. Uderzenie hydrauliczne opisane zostało po raz pierwszy w końcu XIX w. Opis matematyczny zaproponowany przez Żukowskiego dotyczył tzw. prostego uderzenia hydraulicznego, które charakteryzuje się największym wzrostem ciśnienia spowodowanym zmianą prędkości przepływu w układzie. Warunkiem osiągnięcia maksymalnego przyrostu ciśnienia w takich warunkach jest, aby zmiana prędkości przepływu cieczy nastąpiła w czasie krótszym od połowy okresu fali ciśnienia rozprzestrzeniającej się w układzie, czyli:

$$T_z \leq \frac{2L}{a}$$

Gdzie:

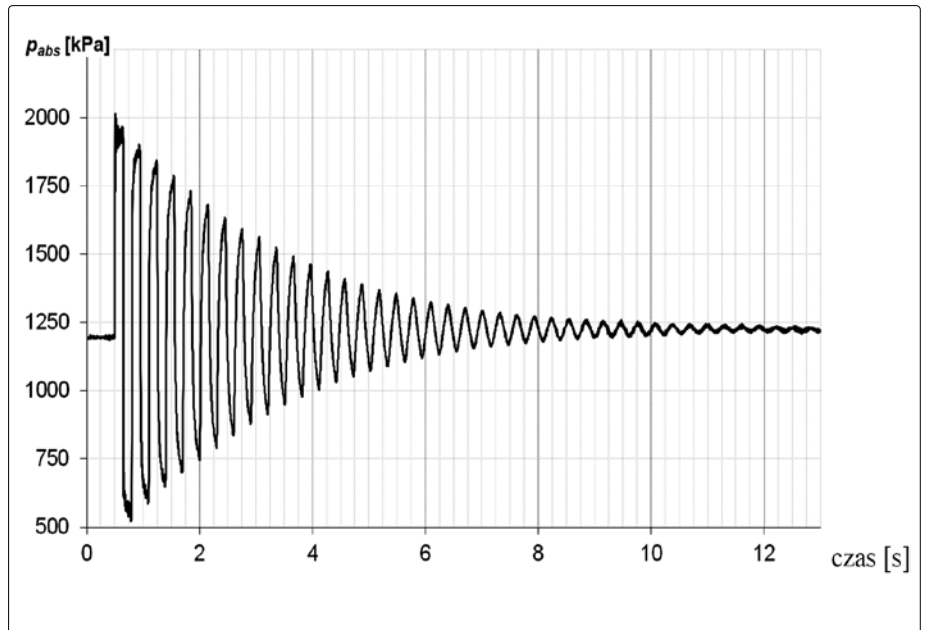
$L$  – długość przewodu zamkniętego (rurociągu),

$a$  – prędkość propagacji fali ciśnienia w rurociągu:

$$a = \sqrt{\frac{E_l}{\rho \left(1 + \frac{E_l D}{E e}\right)}}$$

$\rho$  – gęstość cieczy

$E_l$  – współczynnik ściśliwości cieczy



Rys. 1. Przebieg zmiany ciśnienia w rurociągu wywołany skokowym zamknięciem zaworu odcinającego przepływ – wyniki własnych badań laboratoryjnych [3].

$E$  – współczynnik sprężystości materiału ścianek przewodu

$D$  – średnica przewodu

$e$  – grubość ścianek przewodu

Przyrost ciśnienia  $\Delta p$  spowodowany zmianą w rurociągu średniej prędkości ci czy o wartości  $\Delta V$  w czasie  $T_z$  dość dobrze określa wzór Żukowskiego:

$$\Delta p = -\rho a \cdot \Delta V$$

Typowy przebieg zmian ciśnienia po odcięciu przepływu wody w prostym rurociągu przedstawiono na rys. 1.

Uderzenie hydrauliczne ze względu na swoje cechy – gwałtowność zjawiska i związane z nim duże amplitudy zmian ciśnienia oraz przebieg o charakterze cyklicznym z częstotliwością zależną od długości przewodu i prędkości fali ciśnienia – z reguły przejawia destrukcyjny wpływ na elementy konstrukcyjne tych układów i zmniejsza ich wytrzymałość. W efekcie zjawisko to często bywa przyczyną groźnych w skutkach awarii [4, 5, 6].

Jednym z najbardziej groźnych w skutkach jest uderzenie hydrauliczne z towarzyszącym rozerwaniem strumienia cieczy. Powodem jego powstawania jest lokalny spadek ciśnienia do poziomu ciśnienia parowania cieczy (głębokie podciśnienie) i pojawienie się obszaru w przepływie wy-

pełnionego mieszkanką wodno-parową [7]. W następstwie cykliczności zmian ciśnienia w trakcie trwania tego zjawiska, obszar ten gwałtownie zanika (impłoduje) powodując z kolei ekstremalne wzrosty ciśnienia, co stanowi największe zagrożenie dla konstrukcji rurociągu. Zjawisko to i towarzyszące mu zmiany ciśnienia jest trudne do przewidywania i wprowadza ekstremalne obciążenia na elementy konstrukcyjne układów przepływowych, w tym powłoki rurociągów, w konsekwencji często prowadząc do ich rozerwania.

Minimalizowanie (łagodzenie skutków) zjawiska uderzenia hydraulicznego stanowi wyzwanie, zarówno dla projektantów, jak i eksploatorów układów przepływowych. Dotyczy to w szczególności układów, które zostały wyposażone w długie przewody, jak np. linie przesyłowe do transportu cieczy i gazów w sieciach dystrybucyjnych, czy też rurociągi doprowadzające wodę do maszyn elektrowni wodnych. Zjawisko to w tych układach z reguły wywoływane jest działaniem armatury odcinającej przepływ (zawory, zasuw), a także gwałtowną zmianą stanu ruchu pomp i turbin hydraulicznych (włączaniem i wyłączaniem). W zależności od cech tych układów (geometria, niwelacja, materiał itp.) oraz ich podstawowej konfiguracji istnieje wiele znanych technik, które można wykorzystać w celu minimalizacji skutków uderzenia hydrau-

licznego. W praktyce często jednak zdarza się, że z powodu niedostatecznie trafnego przewidywania tego zjawiska zastosowane rozwiązanie, które mają za zadanie zabezpieczyć przed jego powstaniem, nie są skuteczne i nie chronią obiektów przed jego destrukcyjnym działaniem.

### Uderzenie hydrauliczne w układach elektrowni wodnych

Układy derywacyjne doprowadzające wodę do hydrozespołów z odległych ujęć, często są wyposażone w długie przewody ciśnieniowe. Ich projektowanie i eksploatacja związana jest z szeregiem problemów i wymaga stosowania się do ściśle określonych procedur mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa ich pracy. Ze względów bezpieczeństwa w układach przepływowych maszyn wodnych unika się bardzo gwałtownych zmian przepływu cieczy, chroniąc w ten sposób konstrukcję przed ekstremalnymi obciążeniami pochodzącymi od zmian ciśnienia. Na wykresach rys. 2 przedstawiono przykład przebiegu zmian ciśnienia zmierzonych w różnych miejscach wzdłuż długości rurociągu po zamknięciu dopływu wody do turbiny elektrowni wodnej.

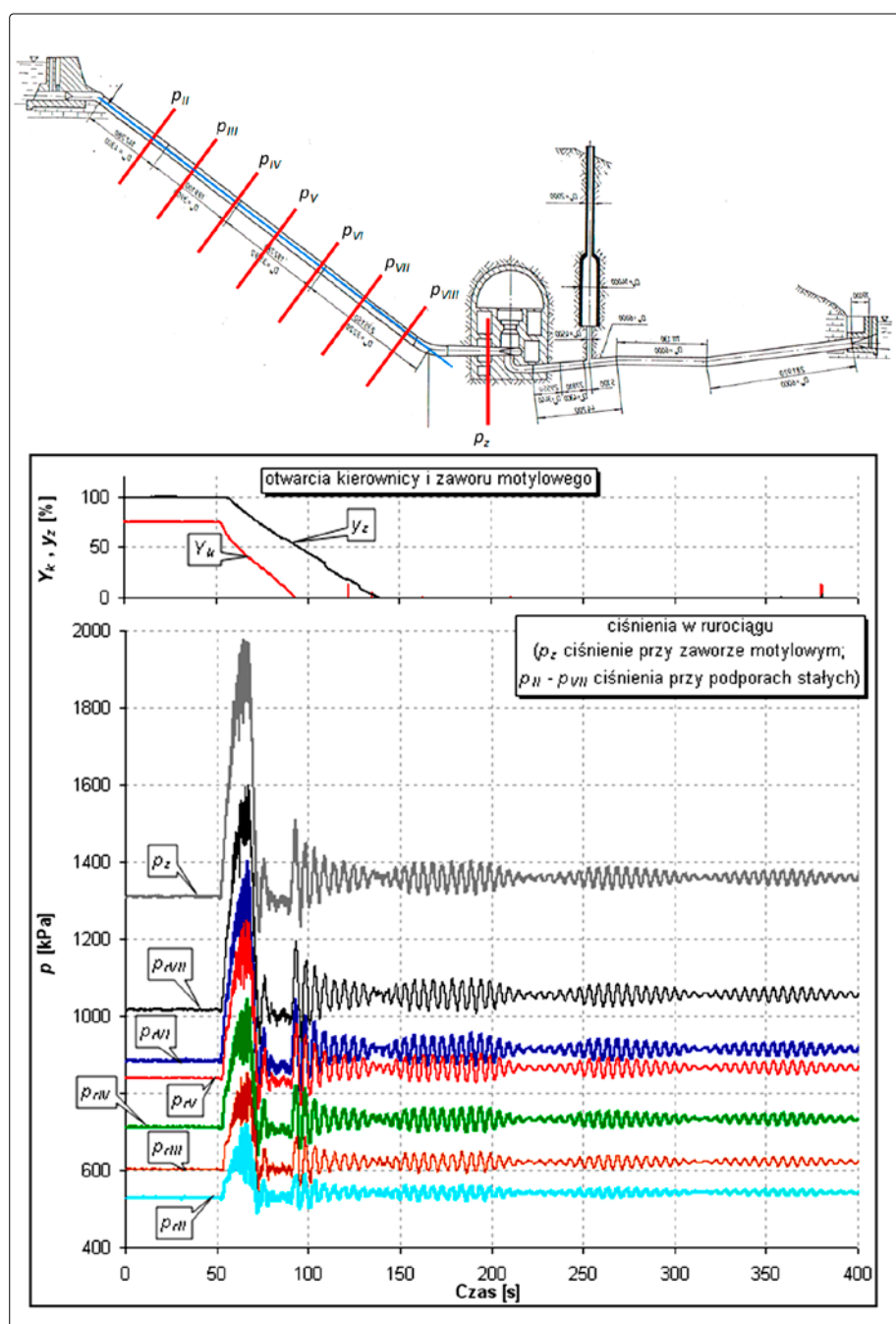
Na wykresach przedstawionych na rys. 2. zwraca uwagę fakt, że zmiany ciśnienia uderzenia hydraulicznego są największe przy źródle wymuszeń zmian przepływu ( $p_z$  – wykres szary) i odpowiednio maleją w miarę oddalania się od tego miejsca. Występujące widoczne na wykresach oscylacje ciśnienia, które przez bardzo długi czas utrzymują się po wymuszeniu zmiany przepływu są bardzo niekorzystne z punktu widzenia wytrzymałości zmęczeniowej konstrukcji, dlatego też należy dążyć do ograniczania ich poziomu oraz czasu trwania. W praktyce eksploatacyjnej mogą wystąpić trudne do wcześniejszego przewidzenia okoliczności, podczas których może dojść do niekontrolowanego powstania uderzenia hydraulicznego skutkującego bardzo groźnymi awariami z rozerwaniem rurociągu włącznie. Przykładem takiego zdarzenia jest awaria w japońskiej elektrowni Oigawa [4]. W elektrowni tej w wyniku uderzenia hydraulicznego spowodowanego nagłym zamknięciem zaworu motylowego przed turbiną doszło do rozerwania powłoki rurociągu wskutek nadmiernego wzrostu ciśnienia, a następnie wskutek gwałtownego wypływu dużej ilości wody przez powstałą nieszczelność do wklęsnięcia jego powłoki w wyniku powstania podciśnienia.

Duże ilości wody wypływające z rozszczelnionego rurociągu wdarły się do hali siłowni powodując śmierć trzech osób.

Znacznie groźniejsza i tragiczna w skutkach katastrofa w elektrowni Sajano Szuszenskaja spowodowała poważne zniszczenia budowli i urządzeń zainstalowanych w elektrowni i była bezpośrednim powodem śmierci dużej liczby osób. Formalne dochodzenie wykazało, że rozszczelnienie układu przepływowego wystąpiło wskutek zerwania mocowania pokrywy turbiny i wyrwania z fundamentów całego hydrozespołu. Przyczyną bezpośrednią tej awarii było wadliwe mocowanie pokrywy turbiny. Jedną z hipotez opisujących bezpośrednią przyczynę

awarii wskazuje na nadmierny impulsowy wzrost ciśnienia w rurze ssącej, jaki wystąpił w następstwie kawitacyjnego rozerwania strumienia cieczy, które pojawiło się po przyspieszeniu procesów regulacyjnych hydrozespołów [6].

Autorzy niniejszego artykułu wielokrotnie podczas długoletniej praktyki eksploatacyjnej i badawczej byli zaangażowani do prowadzenia badań, które miały na celu wyjaśnienie przyczyn awarii wywołanych zjawiskiem uderzenia hydraulicznego w układach przepływowych elektrowni wodnych oraz wypracowania rozwiązań zapobiegających podobnym awariom w dalszej eksploatacji. Poniżej przedstawiono



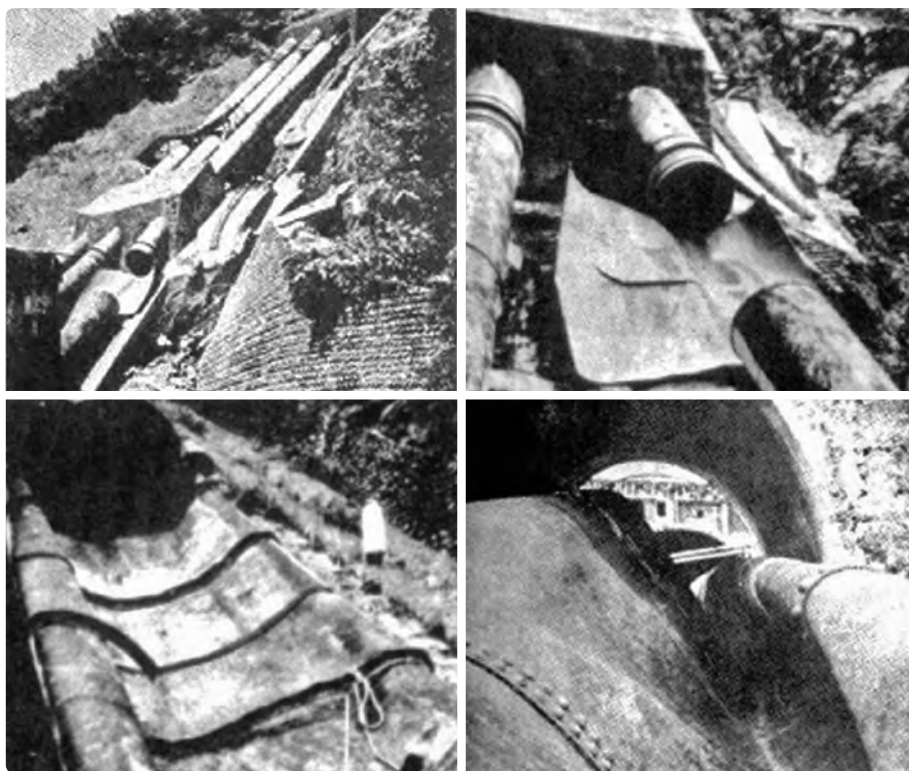
Rys. 2 Przebiegi zmian ciśnień zmierzonych w różnych przekrojach poprzecznych rurociągu zasilającym turbinę podczas jej zatrzymania

wybrane trzy przykłady z wielu zrealizowanych ekspertyz w tym zakresie.

### Przypadek nr 1

Awaria, która wystąpiła w tej elektrowni wodnej, jako jedna z niewielu została opisana i opublikowana w literaturze technicznej, dlatego też stanowi ważny przykład zdarzenia, które zostało spowodowane niekontrolowanym wywołaniem uderzenia hydraulicznego [5].

Elektrownia wyposażona jest w dwa hydrozespoły o łącznej mocy zainstalowanej 2.3 MW wyposażone w bliźniacze turbiny Francisca. Woda do turbin doprowadzana jest jednym rurociągiem o długości ponad 40 m, który rozgałęzia się bezpośrednio przed hydrozespołami. Grubość ścianki rurociągu wynosiła 8 mm. Na każdej z nitek rurociągu doprowadzających wodę znajdują się zasuwy służące do odcięcia dopływu wody do turbiny. Do regulacji dopływu wody na wirnik turbiny służy aparat kierowniczy z palisadą łopatek, który jednocześnie służy do odcinania dopływu wody podczas sekwencji wyłączania hydrozespołu. Schemat układu przepływowego przedstawiono na rys. 4. W ramach modernizacji hydrozespołów wymieniono regulator turbiny na nowy regulator elektrohydrauliczny. W grudniu 1997 r. odbyły się testy tego regulatora na hydrozespołe nr 2. Podczas prowadzenia prób regulatora doszło do rozerwania powłoki rurociągu w jego stożkowej części wzdłuż spawów – rys. 5. Badania mikroskopowe wykazały, że przełom pęknięcia powłoki rurociągu miał znamiona kruchego pęknięcia. Przeprowadzone dodatkowe ba-

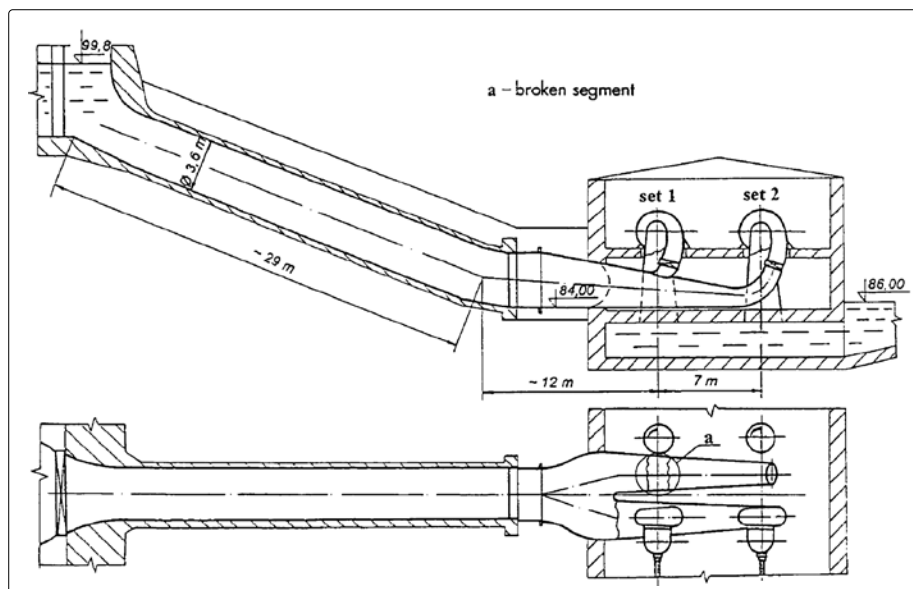


Rys. 3. 1950 r. – zniszczenia powłoki rurociągu spowodowane uderzeniem hydraulicznym w Oigawa Hydropower Station (68.2 MW – Japonia) [4]

dania materiałowe i nieniszczące nie wykazały, że długotrwała trwająca ponad 70 lat praca rurociągu skutkująca zmęczeniem i starzeniem materiału, nie miała wpływu na jego wytrzymałość i właściwości plastyczne. Natomiast stwierdzono, że wytrzymałość złączy spawanych w bezpośrednim sąsiedztwie pęknięcia była o połowę mniejsza od materiału rodzimego oraz zaobserwowano wiele wad materiału w sąsiedztwie tych złączy. Na podstawie przeprowadzonych badań, oszacowano że ciśnienie, przy którym mogło dojść do rozerwania rurociągu musiało osiągnąć poziom ok. 300 kPa.

W ramach ekspertyzy wykonano obliczenia parametrów przepływu nieustalonego spowodowanego odcinaniem przepływu w układzie dopływowym hydrozespołu nr 2. Obliczenia wykazały, że przekroczenie oszacowanego poziomu ciśnienia mogło nastąpić w przypadku zamykania łopatek kierownic z poziomu 50% otwarcia w czasie krótszym niż  $0,3 \div 0,5$  s. Biorąc pod uwagę 70-letni okres eksploatacji bez tego typu awarii, odrzucono przyczyny leżące po stronie układu kinematyki łopatek kierowniczych. Rozważono natomiast następujące przyczyny, które mogły być powodem niewłaściwego działania regulatora turbiny, w tym: uszkodzenia w linii zasilania układu olejowego regulatora, brak kryzy w przewodzie zasilającym układ olejowy regulatora, obecność powietrza w układzie olejowym w wyniku nie w pełni skutecznego jego odpowietrzania przed rozpoczęciem testów.

Wnikliwe analizy wykazały, że najbardziej prawdopodobną przyczyną było niepełne odpowietrzenie oleju w układzie roboczym regulatora turbiny. Obecność powietrza w układzie hydraulicznym spowodowała znacznie szybszy od projektowanego przebieg zamykania kierownic. Zbyt szybkie odcięcie przepływu doprowadziło do nadmiernego wzrostu ciśnienia i uderzenia hydraulicznego, co w konsekwencji spowodowało rozerwanie powłoki stalo-



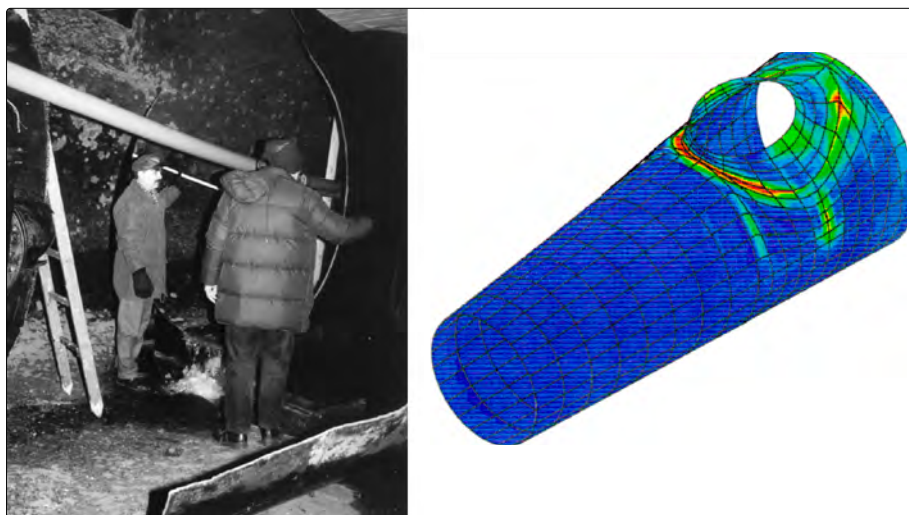
Rys. 4. Przypadek nr 1: układ przepływowy elektrowni [5]

wiej rurociągu doprowadzającego wodę do turbin. Dodatkowo fakt, że kierownice zaprojektowane zostały w taki sposób, że ich domknięcie wspomagane jest siłą hydrodynamiczną, nie pozostał bez wpływu na szybkość przebiegu ich zamykania i gwałtowność uderzenia hydraulicznego.

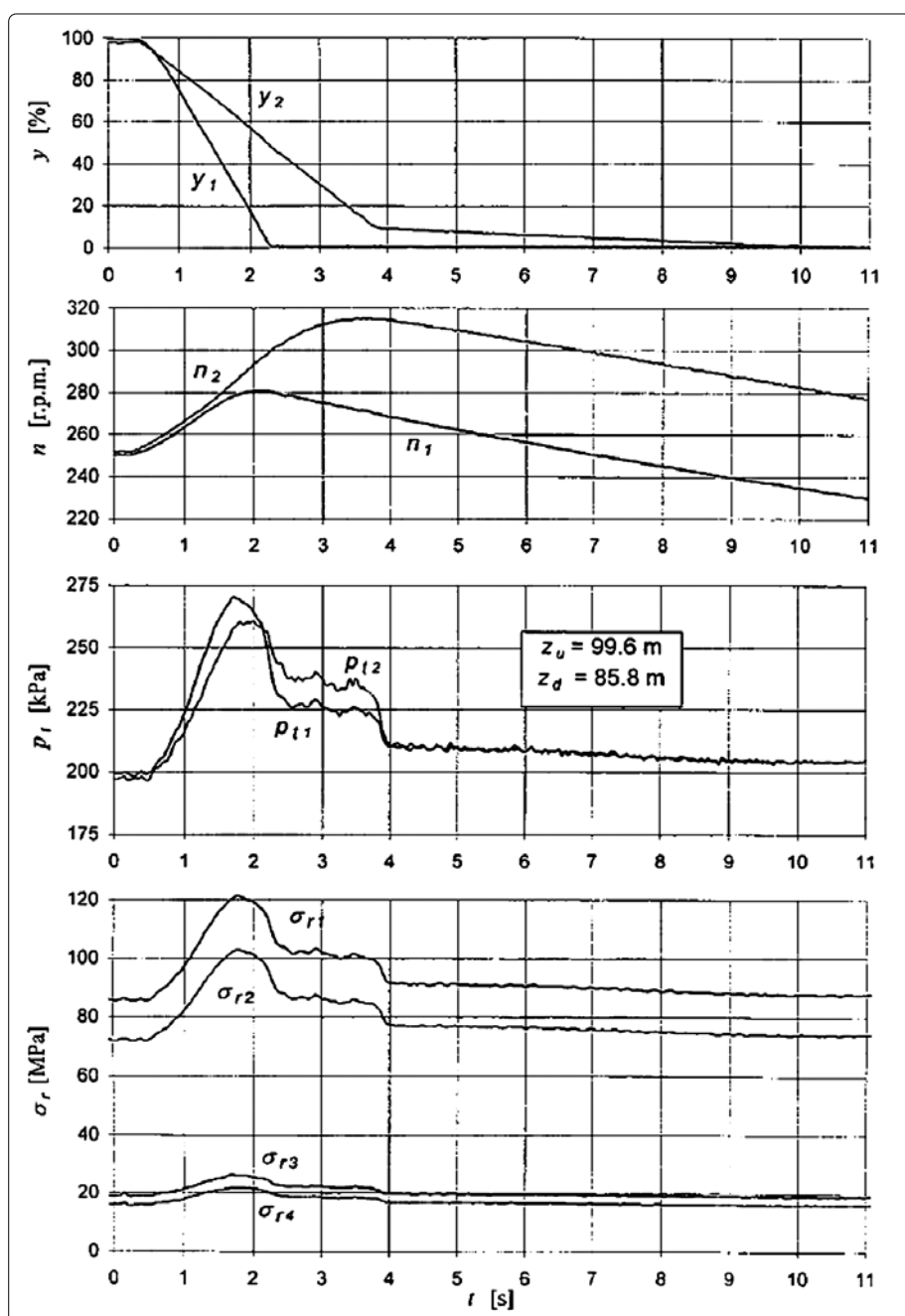
Po naprawie rurociągu (przespawanie, wzmocnienia spawów pierścieniami) dokonano nastaw szybkości zamykania kierownic hydrozespołów bazując na analizie uderzenia hydraulicznego przeprowadzonej również dla przypadku jednoczesnego zrzutu obciążenia z pełnej mocy dwóch hydrozespołów. Ciśnienia oraz szybkości obrotowe maszyn zarejestrowane podczas badań przeprowadzonych podczas jednoczesnego zrzutu mocy obu maszyn nie osiągnęły niebezpiecznych poziomów, co potwierdziło prawidłowość zastosowanych nastaw szybkości i przebiegu zamykania – rys. 6. Wyniki te dodatkowo stanowią przykład pozytywnej weryfikacji zastosowanego modelu obliczeniowego uderzenia hydraulicznego.

#### Przypadek nr 2:

Kolejnym przypadkiem, w którym doszło do awarii spowodowanej uderzeniem hydraulicznym jest elektrownia wyposażona w dwie turbiny Francisa pracujące na wspólnym wale o sumarycznej mocy zainstalowanej ok. 0,8 MW – rys. 7. Woda do turbin doprowadzana jest długim stalowym rurociągiem o grubości ścianki ok. 7 mm i długości ponad 1,5 km. Rurociąg rozgałęzia się na swym końcowym odcinku przed połączeniem ze spiralą turbiny. Każdy z wirników turbiny wyposażony jest w układ obejściowy z zaworem iglicowym, którego wylot znajduje się nad poziomem wody dolnej, a wlot za zaworem odcinającym (motylowym) – schemat układu przedstawiono na rys. 9. Hydrozespół elektrowni wraz z układem przepływowym po gruntownej modernizacji został przekazany do rozruchu, podczas którego w celu doboru odpowiednich nastaw podstawowych sekwencji operacyjnych był wielokrotnie uruchamiany i odstawiany. W wyniku tych działań, podczas jednego z kolejnych uruchomień doszło do rozerwania powłoki rurociągu. Rozerwanie nastąpiło wzdłuż spawów, a przetom wykazał znamiona pęknięcia kruchego. Dodatkowo doszło do kolapsu (wklęsnięcia) rurociągu na odcinku ok. 90 m. Zarejestrowane w systemie kontroli i sterowania



Rys. 5 Przypadek nr 1: Zniszczenia powłoki rurociągu wywołanej uderzeniem hydraulicznym oraz wynik analizy naprężeń w miejscu rozerwania [5]



Rys. 6 Przypadek nr 1: Wyniki badań hydrozespołów (otwarcia kierownic  $y$ , szybkości obrotowe  $n$ , ciśnienia w rurociągu  $p_t$ , naprężenia w powłoce rurociągu  $\sigma_r$ ) podczas jednoczesnego zrzutu obciążenia z mocy maksymalnej po wprowadzonych nastawach przebiegu i czasu zamykania kierownic turbin. [5]

obiekty przebiegi zmian ciśnień w układzie wykazały, że podczas żadnej z testowanych sekwencji hydrozespołu nie doszło do przekroczenia ciśnienia dopuszczalnego – rys. 8. Analiza przebiegów ciśnienia wykazała natomiast znaczny zakres zmian, szczególnie podczas uruchomień. Różnica ekstremów ciśnienia podczas tych sekwencji sięgała nawet 400 kPa (4 bary) – rys. 10.

Po wstępnej analizie, za przyczynę awarii uznano wadliwy przebieg sekwencji uruchamiania maszyny. Stan układu hydraulicznego przed uruchomieniem hydrozespołu jest następujący:

rurociąg doprowadzający wodę do turbiny jest wypełniony wodą, zawór motylowy przed spiralą turbiny jest zamknięty, łopatki kierownicy turbiny są zamknięte, zawór obejściowy turbiny jest otwarty, zawór ten zamykany jest dopiero bezpośrednio przed sekwencją uruchomienia turbiny, spirala turbiny jest odwodniona i panuje w niej ciśnienie atmosferyczne.



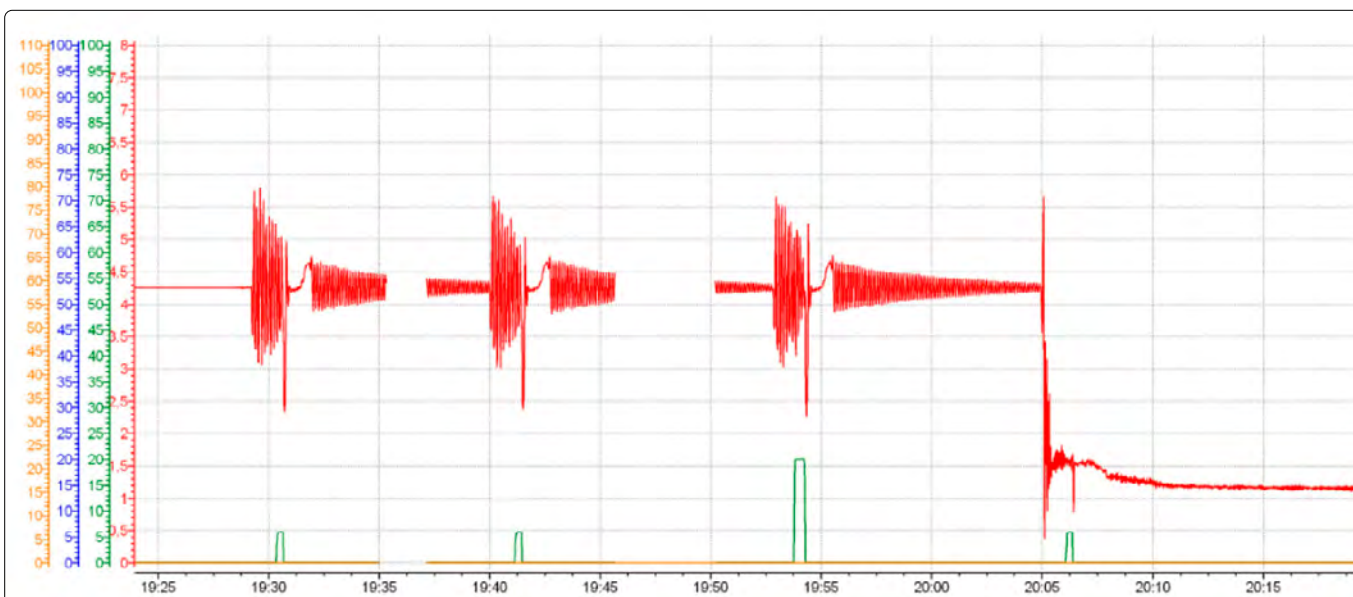
Zródło: Archiwum autora

Rys. 7. Przypadek nr 2: Widok turbin zainstalowanych na rozgałęzionym rurociągu

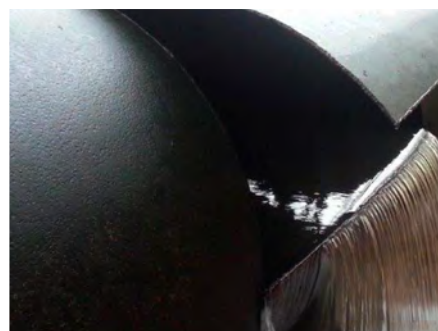
Stan układu przepływowego przed rozpoczęciem sekwencji uruchamiania hydrozespołu przedstawiono na schemacie (rys. 9). W pierwszym kroku sekwencji uruchomienia hydrozespołu następowało otwarcie zaworu motylowego i woda z rurociągu gwałtownie wypełniała komorę spirali sprężając zalegające w niej powietrze. Skutkowało to wysokoamplitudowymi wahaniami ciśnienia w układzie hydraulicznym, które zanikały dopiero po rozpoczęciu otwierania kierownicy i podania wody na wirnik turbiny. W celu wyeliminowania niekorzystnego zjawiska dokonano nastę-

pujących zmian nastaw w sekwencji uruchamiania hydrozespołu: zmieniono czasy otwierania zaworów motylowych, wprowadzono wstępne otwarcia zaworów motylowych i kierownic bezpośrednio przed uruchomieniem.

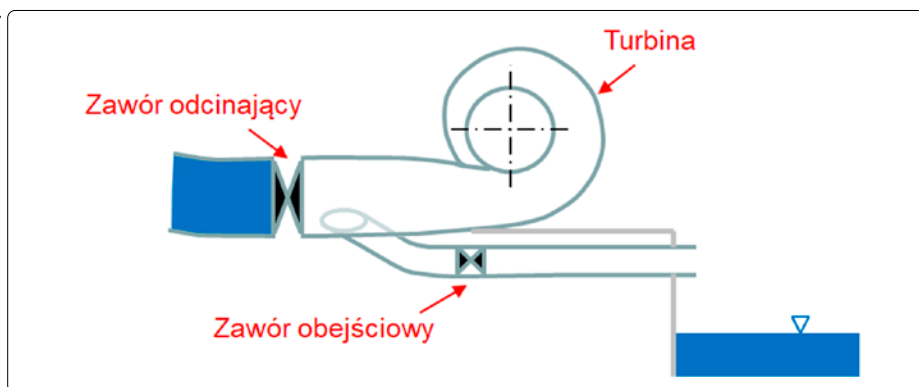
Dzięki tym zmianom, w trakcie badań ruchowych przeprowadzonych po naprawie uszkodzonych fragmentów rurociągu, uzyskano znaczne złagodzenie zmian ciśnienia podczas nawadniania komory spiralnej turbiny. Maksymalne wahania ciśnień w rurociągu



Zródło: Archiwum autora, archiwum autora



Rys. 8. Przypadek nr 2: przebieg zmian ciśnienia w rurociągu podczas testów rozruchowych oraz miejsca zniszczenia powłoki rurociągu wywołanymi uderzeniem hydraulicznym



Rys. 9. Przypadek nr 2: Schemat elementów przepływowych w okolicy turbiny

podczas uruchamiania hydrozespołu zmniejszono do poziomu 60–70 kPa – rys. 11.

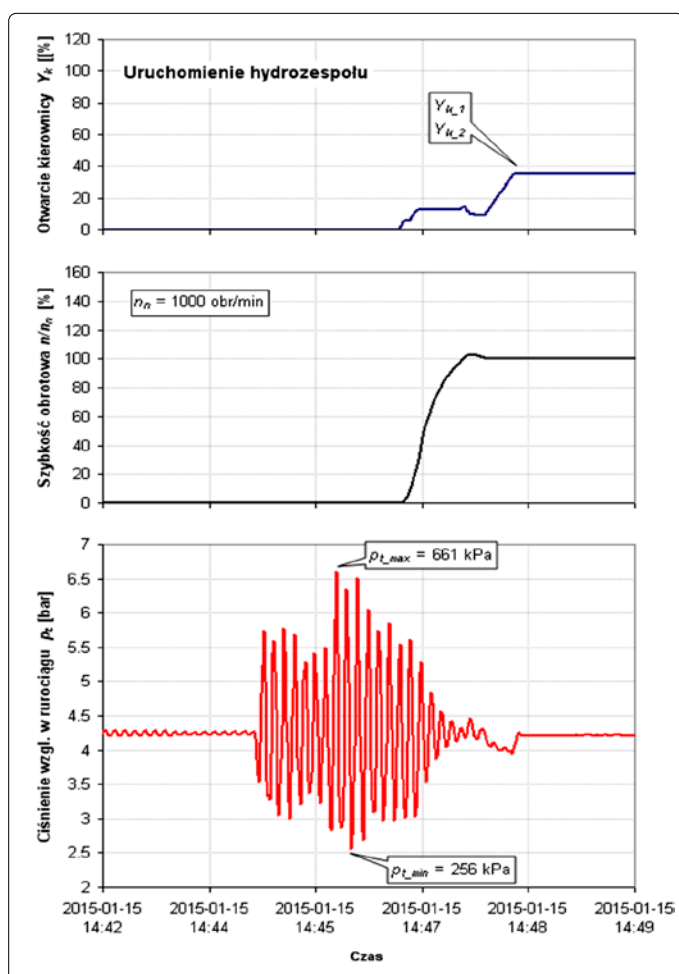
### Przypadek nr 3:

Ostatni przedstawiony przypadek wystąpił w elektrowni wodnej, w której zainstalowane zostały dwa hydrozespoły z turbinami Kaplana o mocy sumarycznej ponad 3,5 MW. Spad elektrowni wynosił ok. 33 m. Wodę do turbin doprowadzano stalowym rurociągiem o długości ok. 400 m, który w końcowym odcinku przed turbinami rozgałęzia się na dwie nitki. Każda z turbin wyposażona jest w rurociąg obejściowy z zaworem motylowym (zawór upustowy),

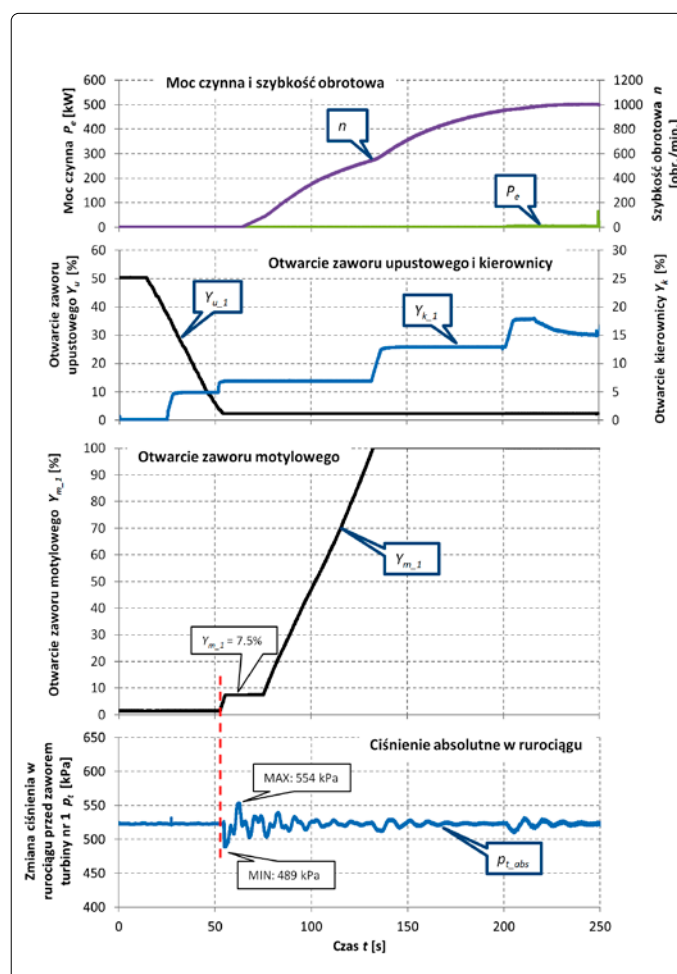
którego wylot znajduje się pod poziomem wody dolnej, a wlot przed zaworem odcinającym (motylowym) dopływ wody do turbiny – rys. 12.

W początkowej fazie prac rozruchowych realizowanych podczas postoju hydrozespołu, doszło do niezamierzonego otwarcia zaworu upustowego zainstalowanego na rurociągu obejściowym turbiny. W rezultacie doszło do wystąpienia uderzenia hydraulicznego z towarzyszeniem silnych efektów akustycznych. Analiza zarejestrowanych parametrów z systemu kontrolno-pomiarowego elektrowni wykazała, że ciśnienie w rurociągu znac-

nie przekroczyło wartość dopuszczalną – rys. 13. Groziło to rozerwaniem rurociągu i katastrofą budowlaną o trudnych do przewidzenia skutkach. W przeprowadzonej – w celu wyjaśnienia przebiegu awarii – ekspertyzie przedstawiono najbardziej prawdopodobne hipotezy przyczyny otwarcia zaworów upustowych podczas postoju hydrozespołu. W celu potwierdzenia bądź odrzucenia wypracowanych hipotez opracowano szczegółowy program badań i pomiarów, zwracając szczególną uwagę na bezwzględne zachowanie warunków bezpieczeństwa elektrowni podczas przeprowadzania tych badań. Podczas badań prowadzonych podczas postoju hydrozespołów monitorowano stan zaworów upustowych oraz ciśnień w rurociągu głównym i obejściowym. Uzyskane wyniki potwierdziły wadliwe działanie zastosowanych pneumatycznych napędów zaworów obejściowych objawiające się niejednostajnością działania, brakiem powtarzalności ruchu zaworu oraz niezgodność stanu położenia z nastawami wprowadzanymi do sterowników napędów, w tym – co jest najistotniejsze – niezgodność czasów trwania przebiegów zamykania i otwierania zaworów z nastawianymi wartościami. Podczas ruchu dysku

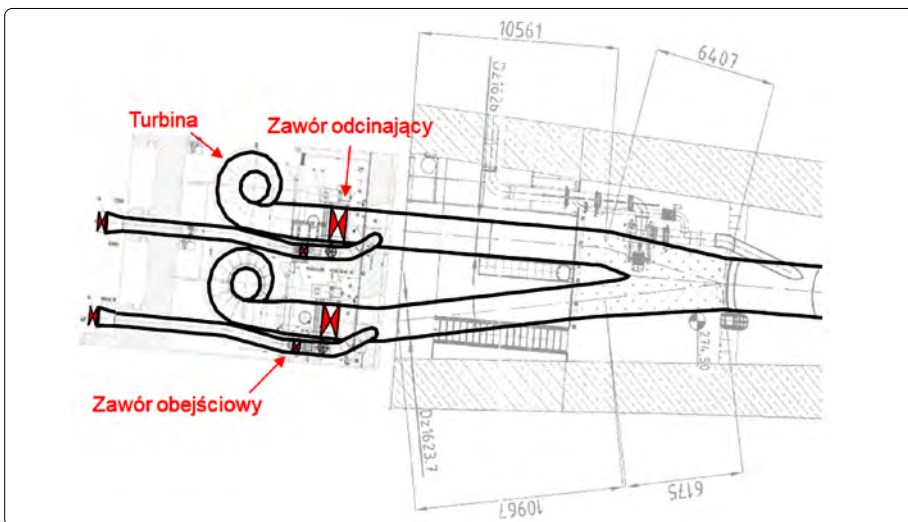


Rys. 10. Przypadek nr 2: przebieg zmian ciśnienia w rurociągu podczas uruchamiania hydrozespołu



Rys. 11. Przypadek nr 2: Przebieg zmian ciśnienia w rurociągu po wprowadzonych modyfikacjach w sekwencji uruchamiania hydrozespołu

Zródło: Opracowanie własne



Rys. 12. Przypadek nr 3: Układ przepływowy hydrozespołów zainstalowanych na rozgałęzionym rurociągu

zaworu występowały nadmierne oscylacje ciśnienia w rurociągu obejściowym z towarzyszącymi im efektami akustycznymi. Charakter przebiegu zmian ciśnienia w rurociągu obejściowym jest typowy dla uderzenia hydraulicznego z towarzyszącym mu kawitacyjnym rozerwaniem strumienia wody – rys. 14. Na początku sekwencji otwierania zaworów występowało wyhamowywanie ruchu dysku zaworu, a w dalszych fazach jego otwierania występowała znaczna niejednostajność ruchu. Ponadto zaobserwowano duże zróżnicowanie czasów trwania zamykania w podobnych warunkach pracy, w jakich operacje te przeprowadzano.

Podczas pomiarów w rurociągu obejściowym w przekroju za zaworem upustowym zarejestrowano piki ciśnienia o bardzo wysokiej amplitudzie. Wartość ciśnienia podczas prowadzonych prób nie przekroczyła poziomu ciśnienia dopuszczalnego. Kompleksowa analiza wsparta szerokim zakresem badań na obiekcie pozwoliła na sformułowanie odpowiednich zaleceń zmierzających do zabezpieczenia obiektu przed skutkami nadmiernego uderzenia hydraulicznego. Przede wszystkim bezwzględnie zalecono zastąpienie istniejących napędów pneumatycznych napędami hydraulicznymi o odpowiednich parametrach z możliwością programowania

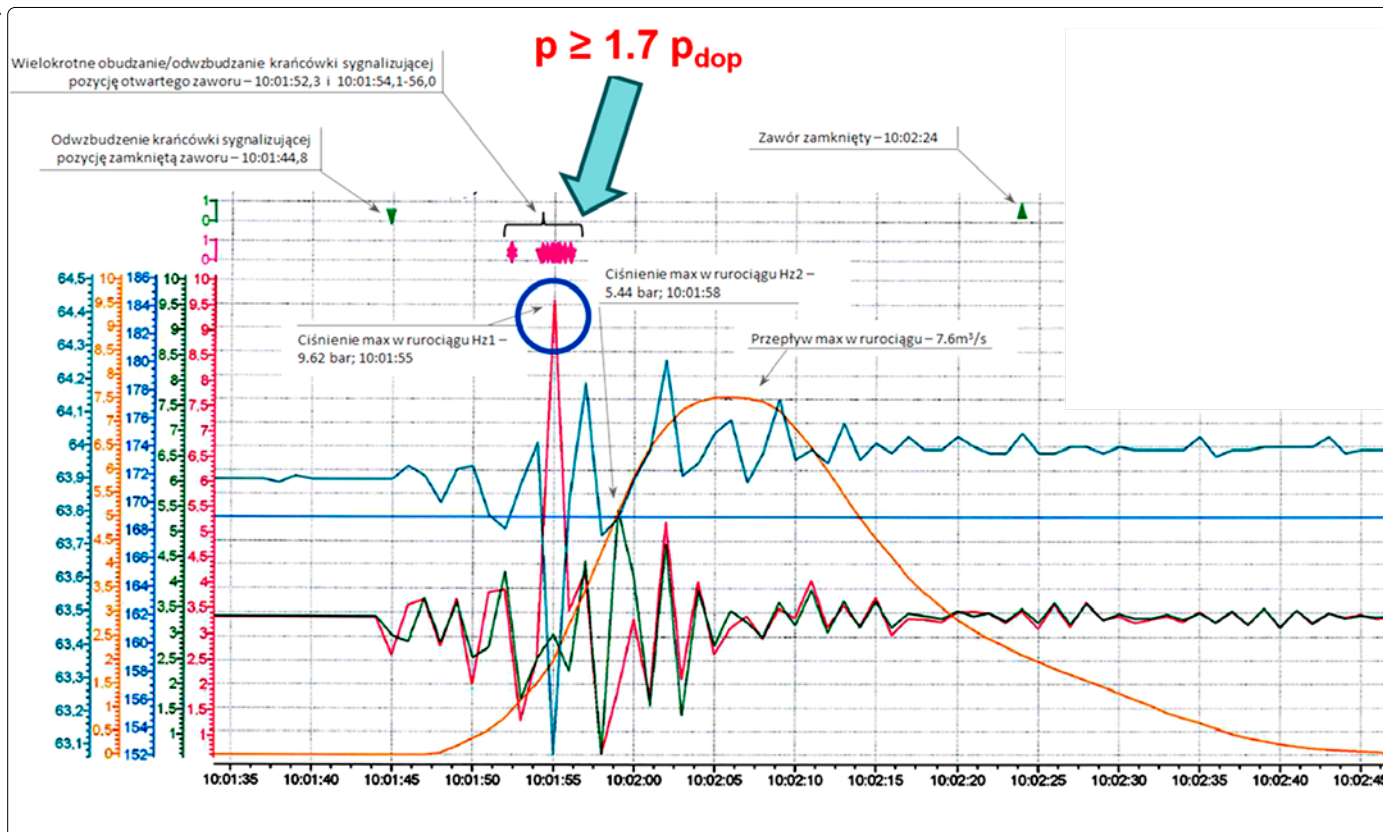
w szerokim zakresie charakterystyk otwierania i zamykania oraz nastaw ograniczeń stopnia otwarcia.

Badania przeprowadzone po wdrożeniu zaleceń potwierdziły w pełni słuszność przyjętych założeń. Po ich wprowadzeniu elektrownia może być eksploatowana w zakresie zgodnym z projektem bez konieczności ograniczania obciążenia hydrozespołów mocą czynną poniżej wartości nominalnych.

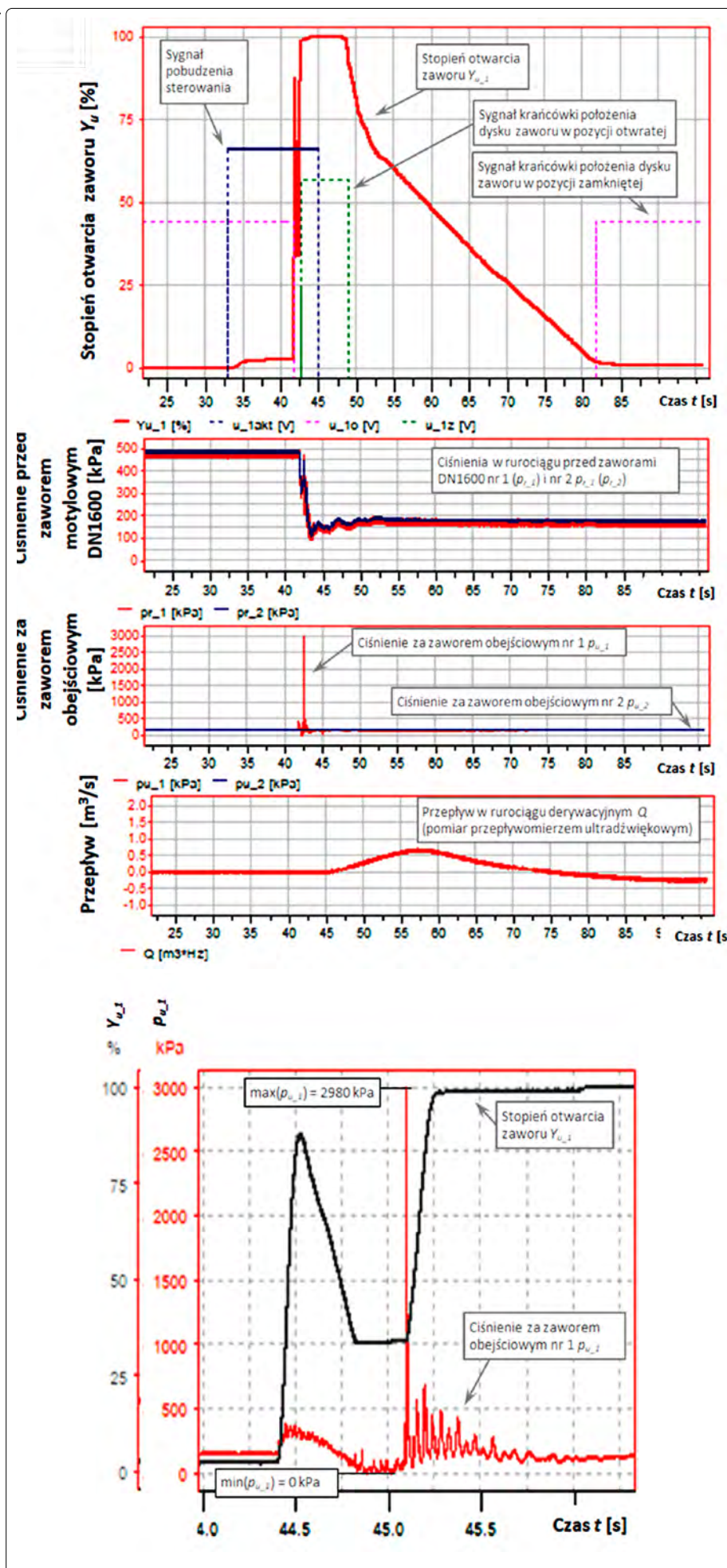
### PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Przedstawione przykłady świadczą o znacznym zagrożeniu, jakie niesie ze sobą niekontrolowane zjawisko uderzenia hydraulicznego w układach przepływowych. Zabezpieczenie elementów tych układów oraz podejmowanie działań idących w kierunku łagodzenia przebiegu zjawiska uderzenia hydraulicznego, poprzez instalację urządzeń odpowiednio regulujących przepływ lub tłumiących falę ciśnienia, powinno podlegać szczególnej uwadze nie tylko na etapie projektowania i budowy układów hydraulicznych, lecz także na etapie ich eksploatacji poprzez wdrażanie sprawdzonych w praktyce rozwiązań. Stosowane na etapie projektowania metody analizy zjawiska uderzenia hydraulicznego rzadko uwzględniają pełną charakterystykę jego przebiegu. Brak

Zródło: Opracowanie własne



Rys. 13. Przypadek nr 3: Przebieg zmian ciśnienia w układzie przepływowym wraz ze zmianami przepływu podczas niezamierzonego otwarcia zaworu na rurociągu obejściowym



Rys. 14. Przypadek nr 3: Przebieg zmian parametrów przepływu podczas badań zaworu obejściowego

ekspertyznej analizy projektowanych i wdrażanych na obiektach rozwiązań jest najczęstszą przyczyną awarii i katastrof budowlanych będących wynikiem niszczącego działania nadmiernych zmiennych obciążeń, na które wytrzymałość konstrukcji nie została w obliczeniach projektowych przewidziana.

Mając na uwadze katastrofalne skutki uderzeń hydraulicznych (odnotowano nawet wypadki śmiertelne wśród ludności), zasadne jest wprowadzenie zaostrożonych procedur oceny rozwiązań projektowych i procedur eksploatacyjnych z uwzględnieniem systemów monitorujących i zabezpieczających. Wyniki symulacji numerycznych oraz wnikliwa analiza przebiegów zaistniałych w przeszłości zdarzeń awaryjnych i wyników przeprowadzonych badań daje podstawy do podejmowania odpowiednich środków zapobiegających lub minimalizujących prawdopodobieństwo wystąpienia uderzenia hydraulicznego oraz do stosowania najlepszych i sprawdzonych rozwiązań technicznych. Wypracowywanie zaleceń dotyczących wdrażania bezpiecznych rozwiązań wymaga jak największej jawności informacji o zaistniałych awariach. Brak tej jawności uniemożliwia skorzystanie z doświadczeń i skutecznie ogranicza eliminację błędów, jakie popełniono przy projektowaniu i/lub podczas eksploatacji konstrukcji. Takie działanie jest wysoce naganne, gdyż nie jest zgodne z dobrą inżynierską praktyką.

**Adam Adamkowski**

**Mariusz Lewandowski**

Instytut Maszyn Przepływowych  
im. R. Szewalskiego, PAN, Gdańsk

**Stanisław Lewandowski**

Towarzystwo Elektrycznych Wodnych  
Easy Serv sp. z o.o. sp.k.

#### Literatura:

1. Wylie, E. B. & Streeter, V. L.: Fluid Transients in Systems. Prentice Hall, Engewood Cliffs, NJ 07632, 1993.
2. Adamkowski A.: Transient fluid flows in closed conduits, Monographic Publishing House IFFM, Vol.34, PASci, Gdańsk, Poland, 2013 (in Polish).
3. Adamkowski A., Lewandowski M.: Experimental examination of unsteady friction models for transient pipe flow simulation, J. Fluids Eng. Nov 2006, 128(6): 1351–1363.
4. Bonin C.C.: Water-Hammer Damage to Oigawa Power Station, ASME Jour. Engineering for Power, April 1960.
5. Adamkowski A.: Case Study: Lapino Powerplant Penstock Failure, ASCE Jour. of Hydraulic Engineering, July 2001, Vol.127, No.7, pp. 547–555.
6. Hamill F.A.: Sayano Shushenskaya accident – presenting a possible direct cause, International Water Power and Dam Construction, 2011.
7. Adamkowski A., Lewandowski M.: Investigation of hydraulic transients in a pipeline with column separation, Journal of Hydraulic Engineering 138 (11), 935–94, 2012

# Sufozja jako forma zniszczenia hydraulicznego w aktualnym ujęciu wymagań projektowych

**Artykuł przedstawia ogólną problematykę projektowania i oceny stanu technicznego budowli hydrotechnicznych w kontekście aktualnych przepisów i zasad, również w ujęciu proponowanych zapisów w kolejnej ewaluacji Eurokodu 7. Na przykładzie oceny zjawiska sufozji pokazany został sposób podejścia do weryfikacji stanu granicznego na podstawie krytycznego gradientu hydraulicznego oraz możliwe działania prewencyjne na etapie realizacji.**

**A**naliza stateczności hydraulicznej dotyczy obiektów budowlanych, narażonych na zjawiska związane ze zniszczeniem hydraulicznym opisywanym w Eurokodzie 7 [1]. Są to mechanizmy wywołane ciśnieniem porowym oraz przepływem wody w gruncie, gdzie wyróżniamy:

- zniszczenie spowodowane wyparciem (przez wypór wody), UPL,
- zniszczenie spowodowane wypiętrzeniem hydraulicznym, HYD,
- zniszczenie spowodowane erozją wewnętrzną,
- zniszczenie spowodowane przebicciem hydraulicznym.

W projektowaniu geotechnicznym, z uwagi na stan UPL, wymagane jest sprawdzenie stateczności na wyparcie konstrukcji lub warstwy gruntu o małej przepuszczalności, porównując stałe oddziaływania utrzymujące (np. ciężar własny nadkładu gruntu) ze stałymi i zmiennymi oddziaływaniami destabilizującymi, wywołanymi parciem wody i innymi możliwymi przyczynami. Warunek ten jest najczęściej analizowanym przez projektantów mechanizmem zniszczenia hydraulicznego. Do zniszczenia wywołanego wypiętrzeniem hydraulicznym dochodzi w sytuacji przekroczenia granicznej wartości naprężeń całkowitych gruntu, przez naprężenia wywołane ciśnieniem wody w porach. Zjawisko to, powstaje najczęściej na skutek występowania spadku hydrau-

licznego, głównie w gruntach gruboziarnistych (niespoistych, np. piaski) lub gruntach o niskiej spójności (np. pyły, piaski gliniaste).

Stany graniczne UPL i HYD mają dominujące znaczenie w przypadku projektowania budowli hydrotechnicznych (tj. zapory, wały przeciwpowodziowe, obwałowania, jazy), które wymagają sprawdzenia efektów oddziaływania, związanych z okresowym występowaniem spiętrzonej wody na budowlę. Stan graniczny wypiętrzenia hydraulicznego jest ściśle związany ze stanem granicznym erozji wewnętrznej, będącej niejako kontynuacją zniszczenia. Do zniszczenia dochodzi poprzez wyflukiwanie drobnych frakcji gruntu, co powoduje niekorzystną zmianę granulometryczną szkieletu gruntowego, prowadzącą do postępującego zwiększenia prędkości filtracji i przepływu wody w gruncie. Końcowym efektem postępującej erozji wewnętrznej jest zniszczenie wywołane przebicciem hydraulicznym. Zjawisko to definiowane jest jako nagła utrata stateczności gruntu w wyniku działania ciśnienia wody filtrującej w podłożu. W przypadku zapór ziemnych i konstrukcji obwałowań kluczowe jest podejście do sprawdzenia stanu granicznego, związanego z unoszeniem cząstek gruntu i możliwym wystąpieniem erozji wewnętrznej, tj. zjawiska sufozji. Intensywność sufozji tak jak i innych zniszczeń hydraulicznych, związanych z erozją wewnętrzną jest związana nie

tyle z samym przepływem wody w przestrzeni porowej gruntu, a z jego intensywnością wyrażoną gradientem hydraulicznym. Przy wyznaczaniu spadków hydraulicznych, ciśnienia wody w porach i sił filtracji należy brać pod uwagę: zmienność przepuszczalności gruntu w czasie i przestrzeni, zmienność poziomów wód i ciśnienia wody w porach gruntu w czasie oraz wszelkie zmiany warunków brzegowych (np. wykonywanie wykopu po stronie odpływu). Zniszczenie spowodowane przebicciem hydraulicznym jest szczególnie przypadkiem zniszczenia przez erozję wewnętrzną, na przykład zbiornika, gdy erozja rozpoczyna się na powierzchni i postępuje, aż do momentu powstania w gruncie, na styku gruntu z fundamentem lub na granicy warstwy gruntów drobnoziarnistych (spoiстых, słaboprzepuszczalnych) warstwą gruntów gruboziarnistych (niespoistych, przepuszczalnych) kanału wypływowego (rys. 1). Zniszczenie następuje w chwili, gdy wylot kanału erozyjnego osiąga dno zbiornika. Zniszczenie spowodowane erozją wewnętrzną jest wynikiem przemieszczania cząstek gruntu w obrębie jednej warstwy, na granicy warstw gruntowych lub na powierzchni styku konstrukcji z gruntem. Może to w konsekwencji prowadzić do erozji regresywnej, powodującej zapadanie się struktury gruntu.

## OGÓLNE ZASADY SPRAWDZANIA STANU GRANICZNEGO HYD WG EUROKODU 7

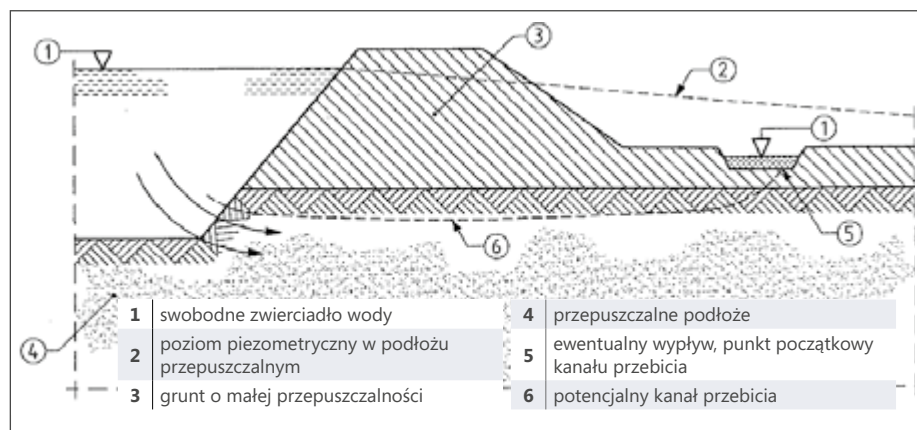
Do analizy spełnienia stanu granicznego HYD, wg Eurokodu 7 stosuje się następujące wzory:

$$u_{dst,d} \leq \sigma_{stb,d} \quad (1)$$

$$S_{dst,d} \leq G'_{stb,d} \quad (2)$$

gdzie:  $u_{dst,d}$  – to wartość obliczeniowa całkowitego destabilizującego ciśnienia wody w porach,  $\sigma_{stb,d}$  – całkowite stabilizujące naprężenie pionowe (pionowa składowa tensora naprężenia na nieobciążonym korpusie zapory),  $S_{dst,d}$  – wartość obliczeniowa

Rys. 1. Przykład warunków, które mogą spowodować przebiccie hydrauliczne wg [1].



ciśnienia spływowego,  $G'_{stb,d}$  – ciężar gruntu z uwzględnieniem wporu.

Jak wynika ze wzorów (1) i (2), stan graniczny HYD można sprawdzić, przyjmując warunki naprężeń całkowitych (naprężenie pionowe od ciężaru gruntu i ciśnienie wody w porach) lub warunki naprężeń efektywnych (ciężar gruntu z uwzględnieniem wporu i ciśnienie spływowe z uwzględnieniem gradientu hydraulicznego). Przy wyznaczaniu parametrów filtracyjnych, tj. gradient hydrauliczny, ciśnienie wody w porach, należy wziąć pod uwagę możliwą zmienność przepuszczalności gruntów (w tym anizotropowość), wahania poziomów wód podziemnych i ciśnienie wody w porach oraz zmiany warunków brzegowych. W ww. zależnościach wzorach stosowane są parametry obliczeniowe, wyznaczone w oparciu o określone współczynniki częściowe. Wartości te mogą (powinny) być podane w załączniku krajowym. Zalecane w Eurokodzie 7 (tabela A.17) wartości współczynników do oddziaływań stałych i zmiennych niekorzystnych (destabilizujących) wynoszą odpowiednio: 1,35 ( $\gamma_{G,dst}$ ) i 1,50 ( $\gamma_{Q,dst}$ ), natomiast do oddziaływań stałych korzystnych (stabilizujących): 0,90 ( $\gamma_{Q,stab}$ ). Według komentatorów i współtwórców Eurokodu 7, Franka i in. (2004) [5] oraz Orra (2005) [6], współczynnik bezpieczeństwa w przypadku sprawdzania stanu granicznego HYD powinien wynosić co najmniej 1,50. Ma to związek głównie z dużą niepewnością jaką oparte są takie obliczenia i parametry w nich stosowane.

Zaproponowane w Eurokodzie 7 [1] dwa wzory do sprawdzenia stanu granicznego HYD nie są równorzędne. W przypadku stosowania wzoru (1) jak wykazano w literaturze [7] dla analizowanych przypadków zapór uzyskiwany jest stopień wykorzystania nośności  $< 1,00$ , (stan bezpieczny), natomiast w przypadku zastosowania wzoru (2) uzyskiwano w tożsamych przypadkach zapór niekiedy wartości stopnia wykorzystania  $> 1,00$  (głównie w miejscach w strefie odpowietrzanej zapory). Wskazuje to na efekt zależny od przyjmowanego schematu analizowanej zapory, w tym wartości ciśnienia spływowego.

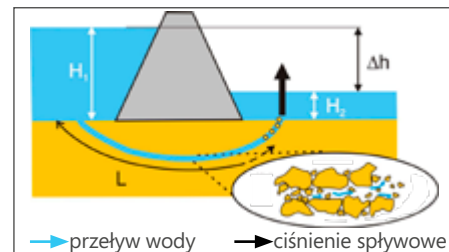
## PROBLEMATYKA PROJEKTOWA OCENY ZJAWISKA SUFOZJI

Problemem praktycznym w analizie opisanych stanów granicznych jest rozbieżność zaleceń Eurokodu 7 [1] oraz Rozp. [2] w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać obiekty hydrotech-

niczne z 2007 r. Głównie dotyczy to kwestii weryfikacji stateczności ziemnych budowli hydrotechnicznych oraz zagadnienia erozji wewnętrznej (sufozji). Przede wszystkim, aktualnie brak jest w obu dokumentach szczegółowych zaleceń w zakresie przyjmowania krytycznych gradientów hydraulicznych w ocenie ryzyka sufozji. Norma Eurokod 7 wskazuje jedynie, że krytyczny spadek hydrauliczny, z uwagi na erozję wewnętrzną, należy wyznaczać, biorąc pod uwagę co najmniej następujące czynniki: kierunek przepływu, skład granulometryczny i kształt ziaren, uwarstwienie podłoża gruntowego. Dodatkowo, ponieważ nie wskazano współczynnika częściowego do weryfikacji stanu granicznego, można zakładać, że wartość krytyczna powinna być wartością obliczeniową (uwzględniającą pewien zapas bezpieczeństwa). Sama ocena gradientów filtracji w korpusie zapór i wałów często oparta jest o parametry filtracyjne, wyznaczone w sposób obarczony wysoką niepewnością (np. współczynniki filtracji brane z literatury wyłącznie w oparciu o klasyfikację gruntu, ewentualnie ustalone empirycznie z krzywych uziarnienia).

Tymczasem Rozporządzenie [2] w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle hydrotechniczne i ich usytuowanie wskazuje uwarunkowania dotyczące bezpieczeństwa oraz zakres niezbędnych analiz. Warunek sprawdzenia w zakresie gradientów ciśnień filtracyjnych i możliwości przebicia lub sufozji dotyczy budowli hydrotechnicznych (żelbetowych, kamiennych oraz z betonu słabo zbrojonego) posadowionych na podłożu nieskalnym w zakresie gruntów podłoża i przyczółków, a także ziemnych budowli piętrzących. Opisane w rozporządzeniu [2] gradienty ciśnień filtracyjnych (rys. 2), występujących

Rys. 2. Schemat obrazujący warunki konieczne dla powstania zjawiska sufozji tj. uruchomienie krytycznego gradientu hydraulicznego czyli różnicy ciśnień ( $\Delta h = H_1 - H_2$ ) na drodze filtracji ( $L$ ). [Opr. własne]



w podłożu wszystkich budowli hydrotechnicznych oraz w korpusie zapór ziemnych powinny spełniać następującą zależność:

$$\gamma_i \cdot i \leq i_{kr} \quad (3)$$

gdzie:  $i$  – gradient ciśnień filtracyjnych,  $i_{kr}$  – wartość krytyczna gradientu dla danego gruntu,  $\gamma_i$  – oznacza wsp. pewności, który niezależnie od klasy budowli wynosi:  $\gamma_i=1,5$  dla podstawowego układu obciążeń i  $\gamma_i=1,3$  dla wyjątkowego układu obciążeń. Rozporządzenie wskazuje również na konieczność wyznaczania wartości tegoż gradientu dla warunków filtracji ustalonej i nieustalonej, wywoływanej wahaniami stanów wody oraz procesami konsolidacji w gruntach drobnoziarnistych (spoiowych).

Co istotne, ani norma Eurokod 7 [1], ani Rozporządzenie [2] nie dają projektantom konkretnych podstaw do przyjmowania wartości krytycznego spadku hydraulicznego na potrzeby weryfikacji tego stanu granicznego. W praktyce, w budownictwie hydrotechnicznym wykorzystywane są często wartości przedstawione w tabeli 1. Oryginalnie pochodzą one z początku lat 80. XX w.

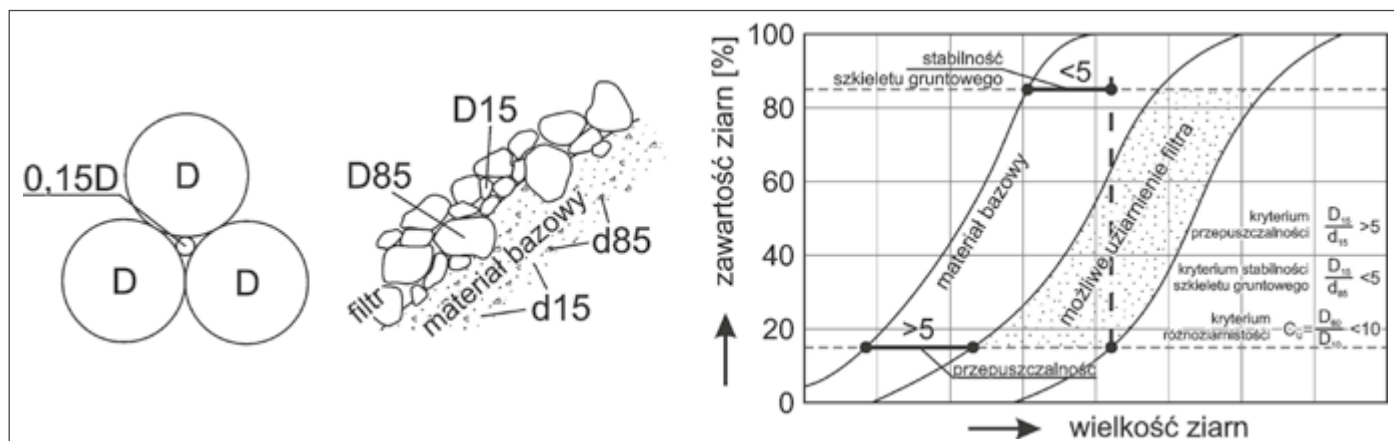
## DZIAŁANIA PREWENCYJNE

Deformacje filtracyjne są związane z wysokimi wartościami ciśnienia spływowego

Tab. 1. Dopuszczalne wartości krytycznych gradientów filtracji dla różnych gruntów [3].

Rodzaj gruntu		Wartości krytyczne gradientów filtracji dla obiektów klasy			
		I	II	III	IV
Korpus zapory	Iły	1,50	1,65	1,80	1,95
	Gliniasto-piaszczyste	1,05	1,15	1,25	1,35
	Piasek grubo	0,70	0,80	0,90	1,00
	Piasek średni	0,55	0,65	0,75	0,85
	Piasek drobny	0,45	0,55	0,65	0,75
Podłoże	Iły	0,90	1,00	1,10	1,20
	Gliniasto-piaszczyste	0,45	0,50	0,55	0,60
	Piasek grubo	0,36	0,40	0,44	0,48
	Piasek średni	0,30	0,33	0,36	0,40
	Piasek drobny	0,23	0,25	0,27	0,30

Rys. 3. Zasady doboru materiału na filtr odwrotny [6]



występującego w podłożu budowli hydrotechnicznych, zwłaszcza w ekstremalnych (powodziowych) stanach wód w rzekach. Zasady projektowania zabezpieczeń przed niepożądanymi zjawiskami przedstawia wiele publikacji, w tym sama norma PN-EN 1997-1:2008 Eurokod 7: Projektowanie geotechniczne [1]. Najczęściej stosowane środki w celu zredukowania erozji lub uniknięcia zniszczenia hydraulicznego to:

- wydłużenie drogi filtracji w wyniku zastosowania przegród lub przypór,
- zmiany w projekcie w celu przeciwdziałania ciśnieniom lub spadkom hydraulicznym,
- środki ograniczające filtrację wody,
- filtry ochronne,
- unikanie dyspersyjnych gruntów spoistych bez odpowiednich filtrów,
- umacnianie zboczy,
- filtry odwrotne,
- studnie odciążające,
- zmniejszenie spadku hydraulicznego.

W celu ograniczenia ryzyka transportu materiału w wyniku erozji wewnętrznej, należy stosować właściwą ochronę filtracyjną na powierzchniach swobodnych gruntu np. filtr z naturalnego gruntu gruboziarnistego (niespoistego), który spełnia kryteria projektowe dla materiałów filtrujących (rys. 2). Często stosuje się więcej niż jedną warstwę filtrującą, w celu zapewnienia stopniowej zmiany uziarnienia, co ogranicza wynoszenie drobnych cząstek gruntu (filtry odwrotne). Alternatywnie warstwy filtrujące z tworzyw sztucznych, takich jak geotekstylia. Zasady dobierania materiału dla warstw filtra odwrotnego przedstawia rys 3.

Materiał do wykonania filtra odwrotnego powinien odpowiadać polu na krzywej uziarnienia wyznaczonemu na podstawie kryterium stabilności szkieletu gruntowego oraz

kryterium przepuszczalności (wykres na rys. 2), poza tym materiał ten powinien charakteryzować się wskaźnikiem różnoziarnistości  $C_u < 10$ .

**WNIOSKI**

Głównym problemem, jaki zauważono w zakresie porównania wymagań projektowych Rozporządzenia, dotyczącego warunków technicznych dla budowli hydrotechnicznych i Eurokodu 7, jest częściowo rozbieżność przedstawionego w nich podejścia do weryfikacji stanów granicznych z uwagi na zniszczenie hydrauliczne. Dodatkowo, w obu przypadkach brakuje racjonalnej podstawy przyjmowania wartości granicznych krytycznych gradientów hydraulicznych na potrzeby analiz projektowych. Problemu tego nie rozwiązuje również nadchodząca druga generacja Eurokodu 7, będąca obecnie w końcowej fazie opracowania. W praktyce, prowadzi to do sytuacji, gdzie analizy hydraulicznych stanów granicznych są obciążone bardzo dużą niepewnością i tak naprawdę nieznanym rzeczywistym zapasem bezpieczeństwa.

Opisana problematyka wskazuje wyraźnie na konieczność prowadzenia dokładnej analizy sytuacji, związanych z możliwością wystąpienia stanów granicznych zniszczenia hydraulicznego, opisywanych ogólnie w Eurokod 7 oraz o konieczności podania w załączniku krajowym Eurokodu 7 warunków i zakresów stosowania proponowanych wzorów do sprawdzenia stanu granicznego HYD – unoszenie cząstek gruntu z wykorzystaniem doświadczeń odnośnie schematów dopuszczalnych [3]. Poza opisanymi aspektami projektowymi wielu problemów i sytuacji awaryjnych można uniknąć wykonując szczegółową inwentaryzację przed realizacją oraz poprzez monitorowanie w zakresie

hydrogeologii w przypadkach występowania wody naporowej. W przypadku zagrożeń utraty stateczności hydraulicznej, nie zwykle istotne są zdecydowane działania, bez zbędnej zwłoki. Od zaobserwowania pierwszych oznak, wskazujących na możliwość utraty stateczności hydraulicznej, do osiągnięcia stanu awaryjnego może dojść w bardzo krótkim czasie. Opóźnienie podjęcia działań naprawczych powodować może nieodwracalne postępowanie degradacji podłoża. Poza opisanymi problemami od strony projektowania, należy pamiętać, że błędy w wykonawstwie oraz brak należytej konserwacji często prowadzą do degradacji zabezpieczeń i w konsekwencji do awarii.

dr hab. inż. Tomasz Godlewski, prof. ITB  
mgr inż. Witold Bogusz,  
przewodniczący grupy CEN TC 250/SC7/TG-D1  
Zakład Konstrukcji Budowlanych,  
Geotechniki i Betonu, Instytut Techniki Budowlanej

**Literatura:**

1. PN-EN 1997-1:2008 Eurokod 7 – Projektowanie geotechniczne – Część 1: Zasady ogólne.
2. Rozp. MŚ z dnia 20 kwietnia 2007 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle hydrotechniczne i ich uytuowanie, (Dz.U. rok 2007, nr 86, poz. 579).
3. Borys. M. (2006). Metody modernizacji obwałowań przeciwpowodziowych z zastosowaniem nowych technik i technologii, Wydawnictwo IMUZ, Falenty.
4. Frank, R., Bauduin, C., Driscoll, R., Kavvas, M., Krebs Ovesen, N., Orr, T. i Schuppener, B. (2004). Designers' guide to EN 1997-1 Eurocode 7: Geotechnical design – General rules. London: Thomas Telford Ltd.
5. Orr, T.L.L. (2005). Proceedings of the International Workshop on the Evaluation of Eurocode 7. Dublin: Trinity College Dublin.
6. Pilarczyk K. W. (1998). Dikes and revetments. Design, maintenance and safety assessment, A.A. Balkema, Rotterdam, Brookfield.
7. Sieczka A., Garbulewski K. (2014). Stan graniczny zniszczenia hydraulicznego HYD w zaporach ziemnych wg Eurokodu 7, Przegląd Naukowy Inżynieria i Kształtowanie środowiska nr 63, 2014, s. 87-98.

# Ocena stanu technicznego budowli hydrotechnicznych

**Zakres kontroli – diagnostyki uzależniony jest od rodzaju obiektu. Ocena stanu technicznego obiektów hydrotechnicznych należy do kategorii najtrudniejszych wśród wszystkich powszechnie spotykanych (typowych) konstrukcji budowlanych. Nierzadko też bezpośrednia inspekcja jest w znacznej mierze utrudniona lub wręcz niemożliwa ze względu na warunki dostępu lub ograniczenia w zakresie BHP.**

**W** utrudnionych okolicznościach kontroli technicznej konieczne okazują się zwykle okresowe ograniczenia warunków eksploatacji. W połączeniu z wymienionymi uwarunkowaniami, rosnące znaczenie informacji niezbędnych dla wiarygodnej i odpowiednio szerokiej oceny stanu technicznego oraz coraz niższy próg akceptacji ryzyka eksploatacyjnego, zmuszają do poszukiwania nowych, innowacyjnych rozwiązań w zakresie monitoringu, mogących sprostać nie tylko dzisiejszym, ale również przyszłym wymaganiom, przewidywanym dla projektowanego okresu eksploatacji obiektu.

## KONTROLE OBIEKTÓW

### BUDOWLANYCH WEDŁUG EUROKODU

Norma Eurokod 0 (PN-EN 1990, Podstawy projektowania konstrukcji) zawiera zalecenie by, w celu zrealizowania konstrukcji jak najściślej odpowiadającej wymaganiom i założeniom przyjętym w projekcie, prowadzić „kontrolę w stadium projektowania, wykonywania i utrzymania...”. Wprawdzie stosowanie norm nie jest już obowiązkowe, jednak zasady dobrej praktyki niezmiennie eksponują znaczenie systematycznej, cyklicznej oceny stanu obiektów budowlanych, podkreślając wagę obiektywności, wiarygodności i kompletności przesłanek takiej oceny. Odpowiedni, jednoznaczny zapis znalazł się również w ustawie Prawo Budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (tekst jednolity Dz. U. z 2017 r. poz. 1332, 1529) Artykuł 5, ust. 2: „Obiekt budowlany należy użytkować w sposób zgodny z jego przeznaczeniem i wymaganiami ochrony środowiska oraz utrzymywać w należytym stanie technicznym i estetycznym, nie dopuszczając do nadmiernego pogorszenia jego właściwości użytkowych i sprawności technicznej.”. Art. 62. ust. 1 stwierdza, że: „obiekty budowlane powinny być w czasie ich użytkowania poddawane przez właściciela lub zarządcę kontroli polegającej na sprawdzeniu stanu technicznego i przydatności do użytkowania obiektu budowlanego, este-

tyki obiektu budowlanego oraz jego otoczenia”. Określona jest również częstotliwość wymaganych kontroli.

## KATASTROFY ZAPÓR NA ŚWIECIE

### – STATYSTYKI I PRZYCZYNY

Budowle hydrotechniczne, szczególnie piętrzące, są specyficznymi i bardzo odpowiedzialnymi konstrukcjami. Każda z nich, już w momencie rozpoczęcia piętrzenia wody, stanowi potencjalne zagrożenie dla terenów leżących poniżej. Zagrożenie dotyczy w równym stopniu ludności, infrastruktury, jak też środowiska. Stopień zagrożenia niewątpliwie przybliży analiza katastrof i awarii, którą na bieżąco prowadzi Międzynarodowa Komisja Wielkich Zapór (CIGB-ICOLD). W polskiej literaturze taką analizę można znaleźć w pracy wydanej pod redakcją Krzysztofa Fiedlera (Fiedler (red.) i in. 2007). Warto zacytować z tej pracy generalne wnioski z analizy zgromadzonych danych statystycznych, dotyczących katastrof zapór na świecie:

1. W ciągu ostatnich czterdziestu lat zagrożenie katastrofą zmalało: ze wszystkich zapór wybudowanych przed 1950 rokiem zniszczeniu uległo 2,2%, natomiast wśród wybudowanych od roku 1951 – zaledwie 0,5%.
2. W liczbach bezwzględnych większość katastrof dotyka zapór mniejszych (5–15 m wysokości), które stanowią zdecydowaną większość wznoszonych budowli.
3. Większość katastrof dotyczy zapór niedawno wybudowanych – 70% katastrof następuje w ciągu pierwszych 10 lat, a najczęściej w pierwszym roku eksploatacji. Po kilkudziesięciu (40–50) latach eksploatacji liczba katastrof ponownie wzrasta wskutek starzenia się budowli.
4. W przypadku zapór betonowych najczęstszą przyczyną katastrof były problemy posadowienia: sufozja podłoża (21%) oraz jego zbyt mała wytrzymałość na ścinanie (również 21%).
5. Wśród zapór ziemnych i narzutowych najczęstszą przyczyną katastrof było przelanie wody przez koronę (31% przypadków jako przyczyna główna i 18% jako

przyczyna dodatkowa), a następnymi: sufozja korpusu zapory (15% – przyczyna główna i 13% – przyczyna dodatkowa) oraz podłoża (12% – przyczyna główna i 5% – przyczyna dodatkowa).

6. Najczęściej podejmowanymi decyzjami po katastrofie zapory są: rezygnacja z odbudowy (36%), budowa nowej, innej zapory (17%) oraz odbudowa takiego samego obiektu (16%).

Ogólnie, podstawowe przyczyny uszkodzeń budowli hydrotechnicznych można pogrupować w trzech płaszczyznach:

1. brak dostatecznej znajomości zjawisk przyrodniczych i własności materiałowych konstrukcji i podłoża;
2. brak odpowiedniej wiedzy lub pomyłki techniczne popełnione przez osoby odpowiedzialne;
3. niefrasobliwość osób odpowiedzialnych za eksploatację i bezpieczeństwo budowli.

Natomiast bezpośrednich przyczyn awarii i katastrof może być bardzo dużo, m. in.:

- niedostateczna zdolność przepustowa urządzeń upustowych (przelewy, spusty), powstała w wyniku błędnego ich wymiarowania;
- filtracja;
- niewłaściwa praca urządzeń przeciwfiltracyjnych i drenażowych w konstrukcji lub jej podłożu;
- odkształcenia i przemieszczenia budowli lub podłoża, nierównomierne osiadanie;
- przekroczenie dopuszczalnych stanów naprężeń i spękania konstrukcji;
- dynamiczne oddziaływanie wody przepuszczanej przez urządzenia upustowe, wibracje zamknięć, drgania konstrukcji, trzęsienia ziemi, tąpnięcia;
- długotrwałe lub ekstremalne zjawiska klimatyczne, duże wahania temperatur, mrozy, opady, wichury, falowanie itp.;
- czynniki subiektywne, w tym np. błędy w obliczeniach, zła jakość wykonawstwa, niedostateczna kontrola jakości wykonawstwa, nieprzestrzeganie przepisów

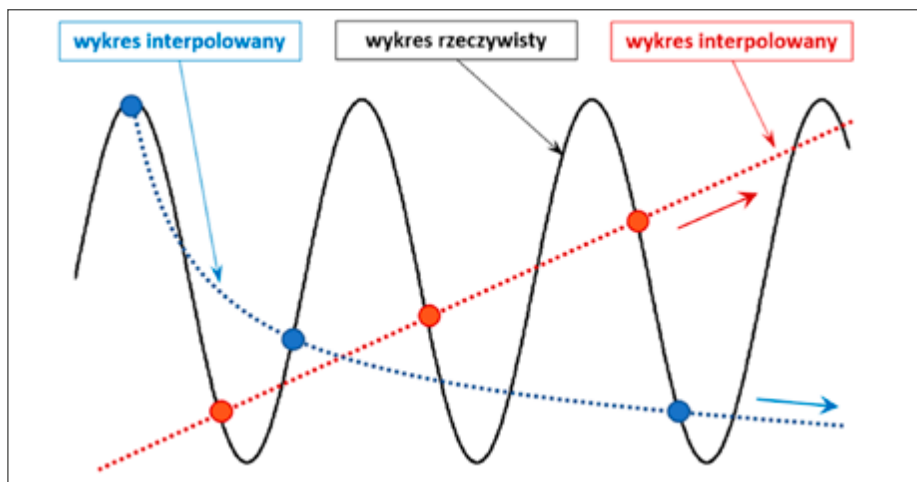
technicznych, nieuzasadnione wprowadzanie zmian do ustalonych rozwiązań konstrukcyjnych lub technologicznych.

### WCZESNA IDENTYFIKACJA = SKUTECZNA PROFILAKTYKA

Wyprzedzająca, odpowiednio wczesna identyfikacja zagrożeń umożliwia skuteczniejsze zapobieganie awariom, co pozwala ograniczać ich negatywne konsekwencje, w tym przede wszystkim rozmiary koniecznych napraw oraz czas i poziom ograniczeń użytkowo-funkcjonalnych. W pewnych przypadkach za korzystniejszy można uznać wybór rozwiązania prostszego i tańszego, a po stwierdzeniu (m. in. w oparciu o wyniki odpowiednio zaprojektowanego monitoringu) wyeksploatowania jego elementów (np. czynników trudnych do prognozowania w dłuższym horyzoncie czasowym) dokonać ich sprawnej wymiany wykorzystując możliwości odpowiednio przygotowanego rozwiązania konstrukcyjnego. Niebagatelne znaczenie ma również tempo zmian wymagań i potrzeb użytkowych. Nie dość trafne, a ściślej – niedoszacowane pod tym względem założenia projektowe mogą prowadzić do długotrwałego lub stałego przeciążenia poszczególnych elementów obiektu i prowadzić do obniżenia trwałości i niezawodności całego systemu. Wymienione powody stanowią najistotniejszy argument dla starannego i przemyślanego wyboru zakresu i metodyki monitoringu stanu technicznego obiektów hydrotechnicznych.

Definiując warunki monitoringu należy pamiętać, że nie ogranicza się on wyłącznie do zbioru obserwacji, chociaż obserwacje stanowią jego kluczowy komponent. Monitoring (od łacińskich „monitor”, „admonitor” – doradca, ostrzegający/przypominający) jest to działalność zorientowana na obserwację, powiadamianie i wykrywanie zagrożeń. Dobór właściwego rozwiązania systemu monitoringu wymaga wcześniejszego ustalenia rodzaju ewentualnych zagrożeń, ich rozkładu przestrzennego, technicznie możliwych do identyfikacji zjawisk i procesów towarzyszących, rodzaju i zakresu parametrów fizycznych, pozwalających na wykrywanie i śledzenie rozwoju zagrożeń, jak też możliwego tempa ich rozwoju. Ponadto, niezbędne jest szczegółowe ustalenie zasad informowania i powiadamiania o wystąpieniu lub możliwości wystąpienia ryzyka zagrożenia. System monitorowania z funkcjo-

Rys. 1. Przebiegi rzeczywiste i interpolowane w zależności od gęstości próbkowania i dynamiki obserwowanego zjawiska



Źródło: „Pomiary odkształceń ciągłymi geometrycznie czujnikami światłowodowymi DFOS w ocenie stanu oraz bezpieczeństwa kolektorów i rurociągów”, Popielski i inni 2019

nalnego punktu widzenia winien składać się z dwóch zasadniczych komponentów: obserwacyjnego (pomiarowego) i ostrzegawczego (wspomagającego interpretację wyników obserwacji i sugerującego niezbędne działania).

### DOBÓR TECHNOLOGII MONITORINGU

Projektant wraz z inwestorem i użytkownikiem coraz częściej muszą zmierzyć się z dylematem, na jakiej technologii oprzeć rozwiązanie systemu monitoringu. Czy zdecydować się na budowę tradycyjnej sieci pomiarowej, opartej na niezależnych czujnikach z odczytem bezpośrednim, czy też wybrać wariant sieci zintegrowanej z odczytem zdalnym, oferujący możliwość automatyzacji obsługi i archiwizacji wyników, wspomaganie interpretacji pomiarów i nie wymagający bezpośredniego dostępu do urządzeń pomiarowych. Rozwój technologii pomiarowych i telekomunikacyjnych drugie rozwiązanie czyni coraz bardziej atrakcyjnym, jednak odpowiedź na tak postawione pytanie nie jest oczywista. Rys. 1 przedstawia poglądowy szkic możliwych interpretacji wyników pomiarów, w zależności od gęstości ich rozłożenia w przestrzeni lub czasie, na tle rzeczywistego przebiegu obserwowanego zjawiska fizycznego. Pełne, precyzyjne odwzorowanie przebiegu rzeczywistego wymaga obserwacji ciągłej – technicznie trudnej w realizacji, kosztownej i w praktyce zbędnej. Wystarczająco dokładna z punktu widzenia funkcji monitoringu może być obserwacja dyskretna. Musi jednak spełniać warunek zagęszczenia wystarczającego dla odwzorowania istotnych cech monitorowanego zjawiska. Nadmierne rozrzedzenie punktów pomiarowych w czasie lub przestrzeni, w skrajnych

przypadkach może prowadzić do błędów interpretacyjnych nawet na poziomie jakościowym. Ilustrują to przebiegi interpolowane wyznaczone w oparciu o wyniki serii pomiarowych o różnym zagęszczeniu.

W licznych przypadkach, przestrzenna lub czasowa dynamika zmienności kontrolowanych procesów jest na tyle znaczna, że praktycznie eliminuje możliwość zastosowania tradycyjnej sieci pomiarowej, zarówno ze względu na czasochłonność pomiarów, jak i możliwość interpretacji wyników. W takich warunkach szczególnie uzasadnione jest zastosowanie rozwiązania umożliwiającego automatyczny pomiar, archiwizację wyników oraz wstępną ich interpretację w akceptowalnym praktycznie interwale czasowym. Współczesne, zautomatyzowane systemy monitoringu gwarantują uzyskanie niezbędnej gęstości przestrzennej i czasowej nawet w przypadku obiektów ekstremalnie rozległych i obserwacji procesów o dużej zmienności w dziedzinie czasu. Niezależnie od decyzji dotyczącej wyboru technologii pomiarowych, należy również pamiętać, że zagwarantowanie odpowiednio wysokiego poziomu wiarygodności wyników wymaga od systemu monitoringu pewnej rozsądnej nadmiarowości, umożliwiającej wzajemną weryfikację wyników pomiarów, ocenę błędów pomiarowych, eliminację błędów grubych i uodpornienie systemu, przynajmniej w zakresie jego najważniejszych funkcji, na skutki uszkodzeń i awarii podstawowych komponentów składowych.

Objęcie obiektu skutecznym systemem monitoringu stanowi wyzwanie techniczne, technologiczne, finansowe i logistyczne. Niedostateczna skuteczność systemu monitoringu w obrębie całego obiektu może

wynikać ze zbyt ubogiego instrumentarium albo nie zawsze trafnej lokalizacji punktów pomiarowych. Nowoczesne, innowacyjne metody monitorowania oferują nowe możliwości, pozwalające na szybką, skuteczną i precyzyjną lokalizację uszkodzeń, a nawet kształtowania się stref przyszłych awarii.

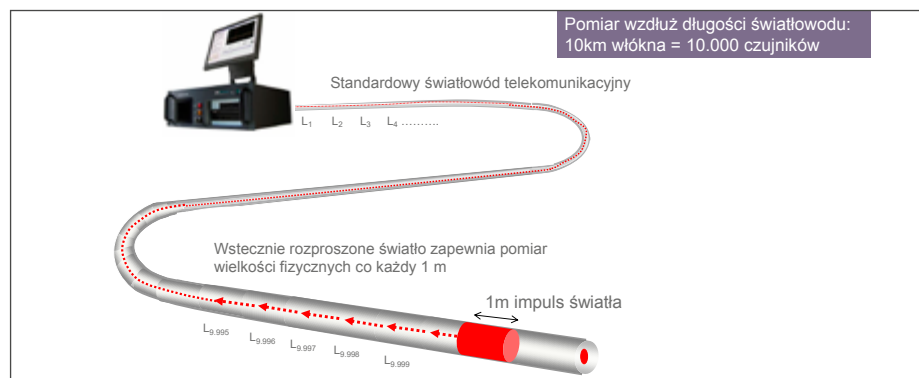
## MONITORING ELEKTROWNI WODNYCH

W przypadku np. elektrowni wodnych należy rozróżnić kilka elementów przewidzianych do monitoringu o różnym charakterze pracy i parametrach odpowiadających za bezpieczeństwo. Inne wymagania dotyczą miejsca lokalizacji spirali wlotowej, turbiny, rury ssącej i generatora, a inne dotyczą systemów doprowadzających i odprowadzających wodę od turbiny – rurociągów z odpowiednim osprzętem. Elementy, takie jak rurociągi mogą stanowić elementy liniowe i wymagać innego rodzaju monitoringu. Obecnie, w dalszym ciągu, powszechnie stosowane są tradycyjne metody obserwacyjne, wykorzystujące techniki geodezyjne, a rzadziej również autonomiczne, punktowe czujniki automatyczne, przeznaczone do pomiaru odkształceń. Skuteczność tego typu rozwiązań zależy m.in. od właściwej lokalizacji i zagęszczenia punktów kontrolowanych. Podstawowym ograniczeniem dla rozbudowy takiego systemu jest wysoki koszt jednostkowy urządzeń pomiarowych powodujący, że w przypadku przekroczenia pewnego granicznego zagęszczenia punktów kontrolowanych, rozwiązanie traci uzasadnienie ekonomiczne lub drastycznie rośnie ryzyko zignorowania zagrożeń (np. przecieku, rozszczelnienia) występujących pomiędzy przekrojami pomiarowymi. Problem ten może zostać w znacznej mierze wyeliminowany, dzięki zastosowaniu czujników liniowych (rozłożonych) – np. wykorzystujących światłowodowe techniki pomiarowe, umożliwiające realizowanie pomiarów na całej długości włókna światłowodowego o praktycznie nieograniczonej długości (Gliści i inni 2007; Barrias i inni 2016).

## CZUJNIKI ŚWIATŁOWODOWE W MONITORINGU LINIOWYM

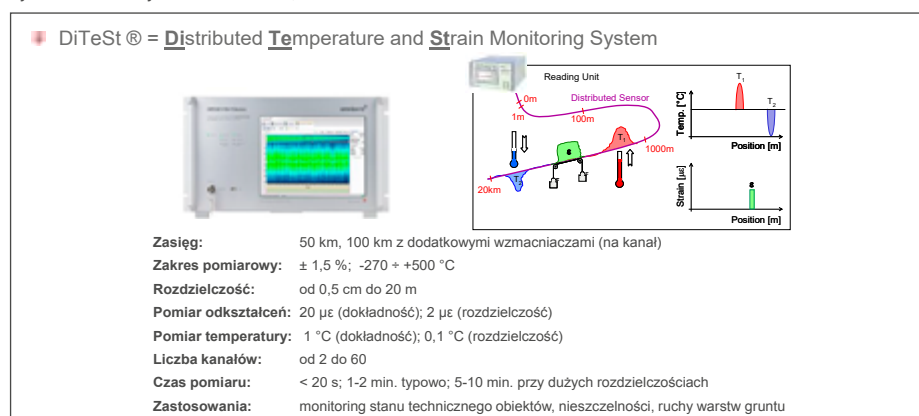
Ideę światłowodowych systemów rozłożonych pokazano na rys. 2, natomiast na rys. 3, jako przykład, system DiTeSt (Distributed Temperature and Strain Monitoring System) możliwy do zastosowania w monitoringu stanu technicznego obiektów, nieszczelności czy ruchu warstw gruntu (Gąsior 2019). Nowe rozwiązania monitoringu obiektów liniowych, takich jak kolektory za pomocą

Rys. 2. Idea światłowodowych systemów rozłożonych



Źródło: Zaawansowane systemy bezpieczeństwa dla przemysłu chemicznego i energetycznego z wykorzystaniem układów światłowodowych, Gąsior 2019

Rys. 3. Schemat systemu DiTeSt (Gąsior 2019).



Źródło: Zaawansowane systemy bezpieczeństwa dla przemysłu chemicznego i energetycznego z wykorzystaniem układów światłowodowych, Gąsior 2019

innowacyjnego podejścia polegającego na zastosowaniu czujników światłowodowych zostały omówione w pracy Popielskiego – wydanej w Inżynierii Bezwykopowej (Popielski 2019). Omówione w pracy czujniki mogą być z powodzeniem wykorzystane do monitoringu rurociągów. Podstawową zaletą omówionych czujników, w stosunku do pomiarów punktowych, jest możliwość wykonywania odczytów w sposób geometrycznie quasi ciągły wzdłuż długości pojedynczego włókna światłowodowego. Oznacza to, że w przypadku pomiarów obserwowanej wielkości, odczyty czujnika odwzorowują zmiany wartości wzdłuż dowolnie wyznaczonej, na kontrolowanym elemencie konstrukcyjnym trasy, wzdłuż której czujnik został ułożony i odpowiednio zamocowany (na powierzchni lub na dowolnej głębokości we wnętrzu materiału). Dzięki temu, zestaw włókien światłowodowych umożliwia geometrycznie ciągły monitoring odkształceń i/lub przemieszczenia oraz temperatury rurociągów i kolektorów oraz otaczającego gruntu na odcinkach o długości dochodzącej nawet do 100 km, przy maksymalnym zagęszczeniu punktów kontrolowanych dochodzącym do 5 mm. Ponadto, opisywana technologia może być wykorzystana do praktycznie ciągłego pomiaru

odkształceń i deformacji liniowych oraz obwodowych (w przekrojach poprzecznych), zarówno jako element monitoringu nowych, jak i istniejących rurociągów poddanych modernizacji poprzez wprowadzenie rękawów CIPP, wyposażonych w odpowiednie czujniki światłowodowe.

dr hab. inż. Paweł Popielski, prof. PW  
dr hab. inż. Jan Winter, prof. PW  
Zakład Budownictwa Wodnego i Hydrauliki  
Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki  
i Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska

### Literatura:

1. Barrias A., Casas J. R., Villalba S., A Review of Distributed Optical Fiber Sensors for Civil Engineering Applications, Sensors 2016, 16.
2. Fiedler K. i inni: Awarie i katastrofy zapór – zagrożenia, ich przyczyny i skutki oraz działania zapobiegawcze. Monografie Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej, Warszawa 2007 r.
3. Gąsior P.: Zaawansowane systemy bezpieczeństwa dla przemysłu chemicznego i energetycznego z wykorzystaniem układów światłowodowych. Quantum SHM (Structural Health Monitoring), 2019 r.
4. Gliści B., Inaudi D., Fibre Optic Methods for Structural Health Monitoring, Wiley, 2007.
5. Popielski P.: Nowoczesne techniki monitoringu jako narzędzie oceny stanu technicznego wielkośrednicowych kolektorów ściekowych, Inżynieria bezwykopowa 3/2019.
6. Popielski P., Sienko R., Bednarski Ł., Bednarz B., Howiacki T.: „Pomiary odkształceń ciągłymi geometrycznie czujnikami światłowodowymi DFOS w ocenie stanu oraz bezpieczeństwa kolektorów i rurociągów” XIV Konferencja Naukowo-Techniczna AKTUALNE PROBLEMY W GEODEZJI INŻYNIERYJNEJ, 4–6 kwietnia 2019 r.

# Drgania części stacjonarnych maszyn hydraulicznych

**W artykule omówiono zagadnienia dotyczące nadmiernego poziomu drgań części stacjonarnych maszyn hydraulicznych. W przeciwieństwie do powszechnie znanych symptomów defektów układu wirującego (np. niewyważenie, wygięcie lub rozosiowanie), identyfikacja przyczyn nadmiernych drgań elementów nieobrotowych może sprawiać diagnostom wiele problemów. Jak wykazano na praktycznych przykładach, tylko poprawna identyfikacja ich przyczyn pozwala na zastosowanie odpowiednich środków zaradczych.**

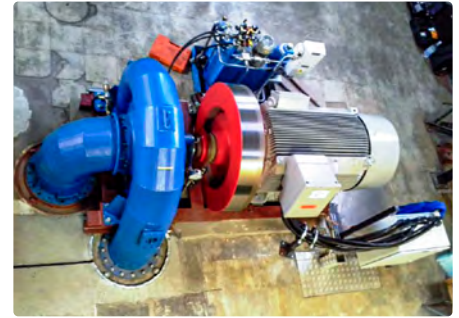
Eksploatacji maszyn i urządzeń technicznych towarzyszą drgania charakterystyczne dla ich konstrukcji oraz sposobu pracy i realizowanych procesów. W praktyce zdarzają się przypadki, gdy drgania maszyny są tak duże, że zakłócają realizację podstawowego procesu produkcyjnego, prowadzą do przyspieszonego zużycia lub zagrażają bezpieczeństwu obsługi. Aby uniknąć takich sytuacji opracowane zostały normy, które ułatwiają określenie dopuszczalnego poziomu drgań różnego typu maszyn, z uwzględnieniem takich cech charakterystycznych jak moc czy nominalna prędkość obrotowa [1,2]. Podstawowym zadaniem diagnosty jest więc sprawdzenie, czy stan dynamiczny maszyny pozwala na jej dalszą eksploatację. W przypadku wykrycia podwyższonego poziomu drgań konieczna jest identyfikacja przyczyn nadmiernych wibracji i podjęcie odpowiednich działań zaradczych. Często zdarza się, że wykrycie przyczyn przekroczenia dopuszczalnego poziomu drgań jest bardzo trudne, co zmusza obsługę maszyny do wprowadzenia ograniczeń eksploatacyjnych, a w ostateczności nawet do jej wyłączenia z eksploatacji. Trafne wskazanie źródła podwyższonego poziomu drgań maszyny jest więc kluczowe dla jej dalszej eksploatacji. Właściwa diagnoza umożliwi zachowanie ciągłości procesów produkcyjnych oraz ogranicza negatywne skutki ekonomiczne remontów i przestojów.

O ile w literaturze dotyczącej hydraulicznych maszyn wirnikowych możemy znaleźć wiele prac poświęconych analizie drgań układu wirującego, to tylko nieliczne publikacje dotyczą problemów związanych z właściwościami dynamicznymi elementów nieobrotowych [3,4]. Można też zauważyć, że na etapie projektowania również poświęca się tym zagadnieniom zbyt mało uwagi, a analiza inżynierska części takich jak np. podpory łożyskowe czy korpusy, ogranicza się zazwyczaj do obliczeń wytrzymałościowych. W wielu przypadkach, podstawowa analiza dynamiczna wykona-

na na etapie projektowania, i wynikające z niej niezbędne zmiany konstrukcyjne maszyny, mogłyby zapobiec nadmiernym drganiom oraz wynikającym z nich awariom. Podobną tendencję można zaobserwować w przypadku badań odbiorczych i okresowych maszyn hydraulicznych, które skupiają się na pomiarze drgań układu wirującego. Większe zainteresowanie diagnostów drganiami wymuszonymi i własnymi części stacjonarnych maszyn hydraulicznych mogłoby niejednokrotnie uchronić je przed negatywnymi skutkami nadmiernych wibracji. W dalszej części tego artykułu przedstawiono trzy praktyczne przykłady identyfikacji nadmiernych drgań części stacjonarnych maszyn hydraulicznych, w tym: hydrozespołów o osi poziomej i pionowej oraz pompy wirowej. Pomimo że maszyny te różniły się mocą oraz zastosowanymi rozwiązaniami konstrukcyjnymi, podczas badań diagnostycznych wykazywały one pewne cechy wspólne. Pozwoliło to na wyciągnięcie ogólnych wniosków, które zostały przedstawione w końcowej części artykułu.

## Hydrozespół o osi poziomej

Badania diagnostyczne dotyczyły hydrozespołu z turbiną typu Francis, a ich celem było wykrycie przyczyn złego stanu dynamicznego tej maszyny. Wał turbiny wodnej był połączony z wałem generatora (na którym znajdowało się również koło zamachowe) za pomocą sprzęgła podatnego (fot. 1). Moc nominalna generatora wynosiła 315 kW przy ok. 1 000 obr./min [5]. Ocena stanu dynamicznego wykazała przekroczenie dopuszczalnego poziomu drgań we wszystkich punktach pomiarowych, co oznaczało konieczność odstawienia maszyny. Najwyższy poziom drgań zarejestrowano na generatorze. Pomiary fazy drgań wałów po dwóch stronach sprzęgła wykazały również, że w układzie wirującym występowało rozosiowanie, które było źródłem drgań o częstotliwości równej 50,5 Hz (częstotliwość trzy razy wyższa od częstotliwości obrotowej — tzw. 3X). Badania modalne dowiodły natomiast, że przy tej samej czę-



Fot. 1. Hydrozespół z turbiną Francis o osi poziomej

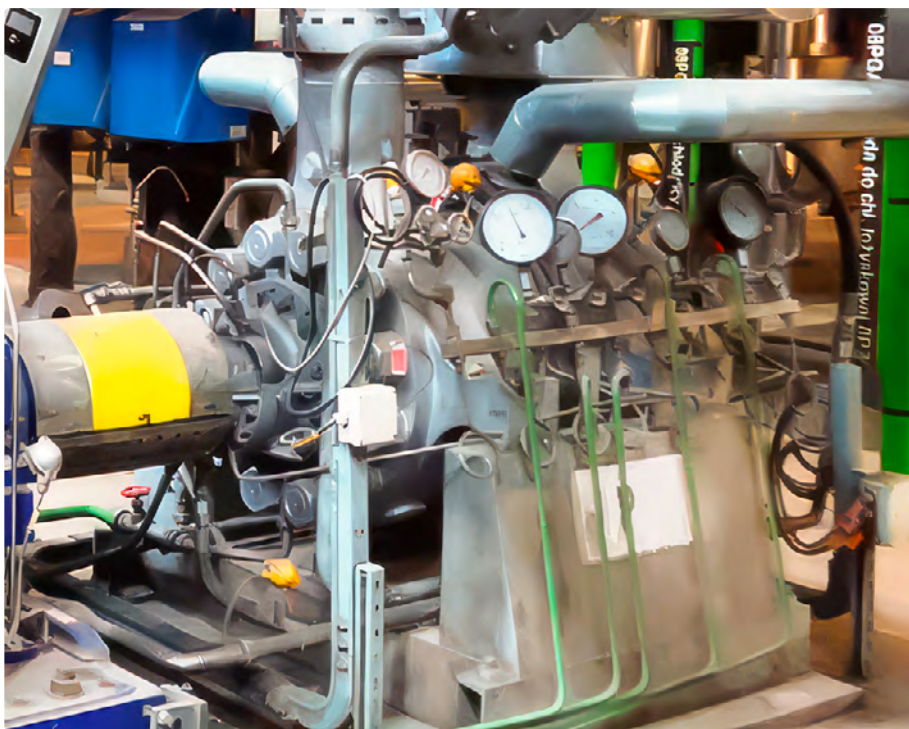
stotliwości 50,5 Hz występowały drgania własne generatora (w kierunku poprzecznym do osi wału). Przyczyną podwyższonego poziomu drgań hydrozespołu było więc nałożenie się na siebie dwóch zjawisk dynamicznych, tj. drgań o częstotliwości 3X wywołanych rozosiowaniem oraz drgań rezonansowych generatora. Zgodność częstotliwości powodowała, że niewielkie rozosiowanie wzbudzało drgania własne generatora. Jako środki zaradcze zastosowano w tym przypadku precyzyjne osiowanie wałów metodą laserową (z uwzględnieniem rozszerzalności termicznej) oraz zwiększenie sztywności podparcia generatora, co zmieniło jego częstotliwość drgań własnych. W ten sposób uzyskano zmniejszenie poziomu drgań hydrozespołu poniżej zalecanych wartości normowych, co pozwalało na jego dalszą pracę bez żadnych ograniczeń eksploatacyjnych.

## Hydrozespół o osi pionowej

Drugi przykład nadmiernych drgań części stacjonarnych dotyczył hydrozespołu z turbiną Kaplan, w którym generator wraz



Fot. 2. Generator hydrozespołu o osi pionowej



Fot. 3. Wielostopniowa pompa wirowa

z przekładnią były zamontowane bezpośrednio na kolanie rury doprowadzającej wodę do turbiny (fot. 2). Nominalna prędkość obrotowa wirnika turbiny wynosiła ok. 350 obr./min, a generator o mocy 500 kW był napędzany przez multiplikator zwiększający obroty do ok. 1 006 obr./min [6]. W tym przypadku drgania hydrozespołu były tak intensywne, że przenosiły się na budynek elektrowni, co nie pozwalało na długotrwałą eksploatację tej maszyny. Pomiary drgań w różnych miejscach wykazały, że najwyższy ich poziom występował w górnej części generatora przy częstotliwości 17,75 Hz (w kierunku poprzecznym). Ponieważ nominalna częstotliwość obrotowa wirnika generatora (16,77 Hz) była zbliżona do jego częstotliwości rezonansowej (17,75 Hz), to drgania synchroniczne wynikające z niewyważenia resztkowego wzbudzały drgania własne całej konstrukcji. Aby uniknąć tego niekorzystnego zjawiska, zastosowano dodatkowe usztywnienia w miejscu podparcia generatora, co pozwoliło na zwiększenie częstotliwości drgań własnych generatora o 0,75 Hz (do 18,5 Hz). Pomiary drgań hydrozespołu po wprowadzonej modyfikacji wykazały, że są one na tyle niskie, że maszyna ta jest zdalna do pracy bez żadnych ograniczeń eksploatacyjnych.

### Pompa wirowa

Celem badań diagnostycznych wielostopniowej pompy wirowej o mocy 3,3 MW (fot. 3) była identyfikacja przyczyn pod-

wyższego poziomu drgań, który zaobserwowano w trakcie jej eksploatacji. Nominalna prędkość obrotowa wirnika pompy wynosiła 4 570 obr./min, a maksymalne ciśnienie robocze osiągało 240 bar [7]. Ocena stanu dynamicznego pompy wykazała, że wartość skuteczna prędkości drgań ( $V_{rms}$ ) na jednej z podpór łożyskowych dochodziła do 10 mm/s, a drgania w pozostałych punktach pomiarowych były na akceptowalnym poziomie. Aby zidentyfikować przyczynę zbyt wysokich drgań, wykonane zostały badania modalne, które umożliwiły wyznaczenie częstotliwości drgań własnych wspomnianej podpory łożyskowej. Stwierdzono, że jedna z częstotliwości drgań własnych podpory łożyskowej jest zgodna z częstotliwością drgań wzbudzanych w układzie przepływowym pompy. Problem ten został rozwiązany poprzez zmianę charakterystyki modalnej podpory łożyskowej, co osiągnięto odpowiednio zwiększając masę tej podpory. Dzięki obniżeniu częstotliwości drgań własnych podpory, wymuszenia hydrauliczne nie wzbudzały już drgań rezonansowych. Kolejne pomiary wykazały, że ich poziom spadł poniżej zalecanych wartości.

### Podsumowanie i wnioski

W artykule przedstawiono różne przykłady nadmiernych drgań części stacjonarnych maszyn hydraulicznych. Trafna identyfikacja przyczyn problemów dynamicznych pozwoliła na ich wyeliminowanie i dalszą eksploatację tych maszyn. W omówionych

przypadkach zbyt wysokie drgania zaobserwowano na generatorach oraz podporze łożyskowej. Dodatkowe badania, polegające na wyznaczeniu częstotliwości drgań własnych tych części, wykazały, że pokrywały się one z częstotliwościami wymuszeń dynamicznych, pochodzących z układu wirującego. Pomimo faktu, że podczas eksploatacji wymuszenia te są przekazywane na całą maszynę, to tylko przy wzbudzeniu drgań rezonansowych określonych podzespołów stały się one źródłem problemów dynamicznych. W każdym z trzech omówionych przypadków problemy te zostały wyeliminowane poprzez zmianę charakterystyk modalnych — a dokładniej przez zmianę określonych częstotliwości drgań własnych. Działania te zostały podjęte dopiero w trakcie eksploatacji maszyn, ale możliwość pojawienia się tych problemów dynamicznych można było przewidzieć już na etapie projektowania. Współczesne programy wspomagające prace inżynierskie pozwalają na wyznaczenie częstotliwości i postaci drgań własnych złożonych konstrukcji. Ich odpowiednia modyfikacja na etapie projektowania umożliwia uniknięcie późniejszych problemów eksploatacyjnych.

### dr hab. inż. Grzegorz Żywica, prof. IMP PAN

Zastępca dyrektora ds. naukowych  
Instytut Maszyn Przepływowych  
im. R. Szwedzkiego PAN w Gdańsku

Zdjęcia pochodzą z archiwum autora.

### Literatura:

- ISO 20816-1: 2016 Mechanical vibration – Measurement and evaluation of machine vibration – Part 1: General guidelines.
- ISO 20816-5: 2018 Mechanical vibration – Measurement and evaluation of machine vibration – Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pump-storage plants.
- Quaranta E., Trivedi C.; The state-of-art of design and research for Pelton turbine casing, weight estimation, counter pressure operation and scientific challenges. *Heliyon* 2021, 7, e08527.
- Awad H., Parrondo J.; Turbine inlet valve's self excited vibrations risk the safe operation of hydropower plants. *Journal of Vibration Engineering & Technologies* 2023.
- Żywica G., Kaniecki M.; Technical diagnostics of hydropower turbine using modern measurement techniques. *Diagnostyka*, 2016, Vol. 17, No. 1, pp. 87–94.
- Adamkowski A., Żywica G., Janicki W., Lewandowski M.; Propagation of structural vibrations and pressure waves in the hydropower turbines. *ICTD 2016: Advances in Technical Diagnostics*, Vol 10, pp. 29–46.
- Żywica G., Flaszyński P., Kaczmarczyk T.Z., Kopeć H.; Identification of the causes of increased vibrations in the high-power multi-stage rotodynamic pump. *Diagnostyka*, 2018, Vol. 19, No. 3, pp. 81–88.



Fot. 1. Wirnik turbiny Peltona

# Kulisy remontów turbin wodnych

**Technologicznych pasjonatów hydroenergetyki niezwykle satysfakcją napawa widok odnowionych turbin wodnych i świadomość, o jak wiele lat, dzięki przemyślanym zabiegom remontowym, wydłuża się ich żywotność i oczywiście jak poprawia się produktywność oraz bezpieczeństwo działania układu wytwórczego. Tym razem prezentujemy przykłady regeneracji turbin pracujących na co dzień w dwóch większych elektrowniach zawodowych. Efekty są imponujące. Zapraszamy do relacji z procesów naprawczych.**



Fot. 1. Wirnik remontowanej turbiny w zestawieniu z jednym z wirników produkcji IOZE hydro (mikroturbiną IOZE rivus)

Słowem wprowadzenia warto przybliżyć, jak od strony organizacyjnej wygląda przedsięwzięcie remontowe. Niezależnie od gabarytu czy stopnia skomplikowania układu, który trafia na warsztat i wymaga „zaopiekowania”, schematy działania są te same, co przekłada się na satysfakcjonujące wyniki, również finansowe, podejmowanego przedsięwzięcia. Więcej informacji o tym zagadnieniu można znaleźć w wypowiedzi zamieszczonej w ramce.

**Jakub Górecki**, kierownik działu obróbki precyzyjnej, IOZE hydro

Remonty turbin są często bardzo skomplikowanymi przedsięwzięciami, stąd w ich planowaniu i wykonaniu uczestniczą specjaliści z różnych dziedzin. Spotkania organizacyjne i robocze, w których biorą udział konstruktorzy mechanicy, projektanci, specjaliści obróbki precyzyjnej, technolodzy, kontrolerzy jakości, osoby odpowiedzialne za regenerację i montaż, mają na celu nie tylko ułożenie harmonogramu działania, ale także, a właściwie przede wszystkim, ustalenie jak, jakimi środkami (by nie generować zbędnych kosztów) i zasobami kadrowymi przywrócić urządzeniu bliski pierwotnemu stan techniczny. Oczywiście z zachowaniem wysokiej jakości wykonania.

Często zdarza się, że pracujemy na szczątkowej dokumentacji remontowanych urządzeń dostarczonej przez klienta, co wymaga ich precyzyjnego zbadania, a decyzje co do dalszych działań podejmowane są sukcesywnie po realizacji da-

nego etapu, dokonaniu pomiarów lub testów oraz na podstawie zgromadzonego doświadczenia w obszarze remontów i konstrukcji podzespołów turbin wodnych. Na spotkaniach roboczych, często metodą burzy mózgów znajdujemy najlepsze rozwiązania problemów, które pojawiają się w trakcie prac. Można powiedzieć, że o remontowane turbiny dbamy równie mocno jak o te, które sami produkujemy i obdarzamy je mnóstwem technologicznej uwagi.

W filozofię odpowiedzialnego podejścia do zlecanych nam prac remontowych wpisują się działania rutynowe, które podejmujemy zawsze, mimo że np. nie zostały one uwzględnione w opisie przedmiotu zamówienia. Do działań tych należy np. skanowanie 3D w celu dokonania analizy poprawności geometrii podzespołów, czyszczenie powierzchni, ocena kluczowych parametrów wpływających na pracę turbiny. Zawsze weryfikujemy stan całości, a nie tylko wybiórczych, ujętych w opisie przedmiotu zamówienia elementów. Fakt, iż wirnik turbiny jest już zdemontowany, jest dla nas sygnałem, aby dołożyć wszelkich starań i przywrócić mu maksymalną możliwą sprawność oraz zbliżyć turbinę do pierwotnego stanu technicznego.

Niejednokrotnie dopiero na etapie pomiarów oraz badań niszczących wykrywamy szereg nieprzewidzianych wcześniej nieprawidłowości, usterek, które zgłaszamy zamawiającemu

i wspólnie z nim ustalamy, czy mają one charakter krytyczny i wymagają pilnej ingerencji, czy też układ może dalej z nimi sprawnie funkcjonować. Oczywiście zamawiający może zawsze liczyć na fachową rekomendację z naszej strony, co ułatwia podjęcie decyzji.

Remont turbiny to zbiór wielu zadań, które mogą toczyć się równolegle, następować jedno po drugim lub — w szczególnych przypadkach zostać zlecone na zewnątrz. Prace muszą zostać zaplanowane w przemyślanym sposób, aby ziszczyć jeden z kluczowych dla nas czynników, jakim jest dotrzymanie terminu realizacji. Zdajemy sobie sprawę, iż każdy dzień przestoju elektrowni to realne straty w produkcji energii, czyli starty finansowe. Jednocześnie naszym doświadczeniem, wypracowaną latami intuicją i wiedzą techniczną możemy sprawić, że czas naprawy będzie możliwie najkrótszy. Przykład ostatnich realizacji pokazuje również, iż kreatywne podejście do rozwiązywania problemów pozwala naszym inżynierom generować oszczędności dla klientów, przy osiągnięciu zamierzonego efektu końcowego i zachowaniu jakości. Powiedzmy, że remont jest operacją, która wymaga strategii nie tylko w aspekcie technicznym, technologicznym, ale także biznesowym.

W kontekście świadectwa prawdziwości naszego podejścia warto wspomnieć, iż w ostatnim czasie przejęliśmy na zle-

cenie zadowolonego z remontu klienta odpowiedzialność za bieżące monitorowanie online pracy jego elektrowni oraz szybkie reagowanie na wszelkie niepożądane stany pracy maszyn. Nasza rola przewiduje również cykliczne przeglądy, mające na celu optymalizację działania hydrozespołu i zapewnienie jego dalszej bezawaryjnej pracy. W przypadku nagłych sytuacji, jesteśmy w stanie natychmiast wysłać ekipę serwisową, która usunie usterki i przywróci normalne funkcjonowanie instalacji, minimalizując czas przestoju i straty w produkcji energii. Ogromnie cieszy zaufanie, jakim zostaliśmy obdarzeni przez kontrahenta, dla którego najpierw odnowiliśmy turbinę, a później powierzył nam on pieczę nad swoim obiektem i zaangażował się w stałą współpracę z marką IOZE hydro.

Tymczasem sprawdzimy jak powyżej przedstawione procesy organizacyjne przekładają się na realnie wykonane działania naprawcze na przykładach przeprowadzonych w ostatnim czasie remontów.

### Przykład 1 – remont wirnika turbiny Kaplana

W pierwszym z analizowanych przypadków remontowi podlegał wirnik wraz

Rodzaj turbiny	<b>turbina Kaplana</b>
Moc instalowana	<b>1,55 MW</b>
Średnica wirnika	<b>3 696 mm</b>
Przełyk	<b>53,5 m³/s</b>
Obroty	<b>88,3 obr./min</b>
Spad	<b>3,5 m</b>
Rok produkcji	<b>1963</b>
Producent	<b>Ganz Mavag</b>
Generator	<b>DolMel 2000 kVA, synchroniczny</b>

Tab. 1. Kluczowe parametry remontowanej turbiny – przykład 1



Fot. 2. Ręczne oczyszczanie wnętrza piasty wirnika, optywka turbiny przed rozpoczęciem remontu



Fot. 3. Zbliżenie na wygląd powierzchni piasty przed i po oczyszczeniu strumieniowo-ściernym



Fot. 4. Łopaty wirnika przed i po wykonaniu prac czyszczących



Fot. 5. Piasta wirnika: po demontażu, po oczyszczeniu, po malowaniu preparatem epoksydowym

z opływką i układem sterowania ponad 60-letniej, ale dobrze zachowanej turbiny Kaplana produkcji węgierskiej. W przypadku tego zlecenia pewnym wyzwaniem były gabaryty urządzenia, w którym sama piasta waży blisko 3,5 tony, a rozpiętość całego wirnika to ca 3,7 m.

Już na początku demontażu wirnika odnotowano pęknięcie pierścienia zabezpieczającego przed odkręceniem i wypadnięciem śrub głównych. Podjęto decyzję o jego odtworzeniu. Następnie wykonano przegląd pozostałych elementów. Nie zidentyfikowano żadnych uszkodzeń, zarówno w krzyżaku, krzywkach, jak i wodzikach, a ich stan oceniono jako bardzo dobry. Nie nosiły one znamion wyeksploatowania bądź uszkodzeń mechanicznych, stąd zachowano je do ponownego montażu. Wnętrze piasty starannie oczyszczono ręcznie.

Kolejny etap to obróbka strumieniowosścierna (śrutowanie) piasty i opływki, które odpowiednio zabezpieczono, aby ścierniwo w sposób niekontrolowany nie dostawało się do wnętrza piasty i nie zostały uszkodzone powierzchnie pasowane przylegania wału oraz opływki, jak również śruby główne. Czyszczenie prowadzono aż do osiągnięcia stopnia czystości Sa 2½, a następnie elementy zabezpieczono antykorozyjnie i antyosmозowo poprzez natrysk pneumatyczny. Zastosowano w tym przypadku epoksydowy system malarski Epinox 77. W związku z tym, że omawiane części turbiny podczas pracy są stale zanurzone w wodzie, przyjęto wykonanie powłoki o grubości minimum 450 µm składającej się z trzech warstw — pierwszej

w kolorze szarym i dwóch kolejnych w kolorze czarnym. Pomiędzy nakładaniem kolejnych warstw istotne jest zachowywanie odpowiednich przerw na schnięcie, aby osiągnąć pożądane właściwości powłoki. Remont obejmował również wymianę łożysk ślizgowych łopat wirnika. Nowe

łożyska wykonane z materiału deva.bm® zamontowano, a następnie pomierzono kluczowe średnice. Wyniki pomiarów wskazywały na zachowanie odpowiednich tolerancji pracy czopów łopaty i panewek łożysk, zgodnie z wytycznymi producenta. Same łopaty zostały wyczyszczone, a wię-

**Jan Skołuba**, Konstruktor mechanik, IOZE hydro

*Na co dzień produkujemy technologie głównie w skali MEW, a zgromadzone doświadczenie z powodzeniem przekładamy na technologie wielkoskalowe, stosowane w energetyce zawodowej. Kinematyka turbin wodnych, w tym turbin Kaplana jest nam doskonale znana, stąd z dużą pewnością podejmujemy się „zadbania” o urządzenia pochodzące również od innych producentów.*

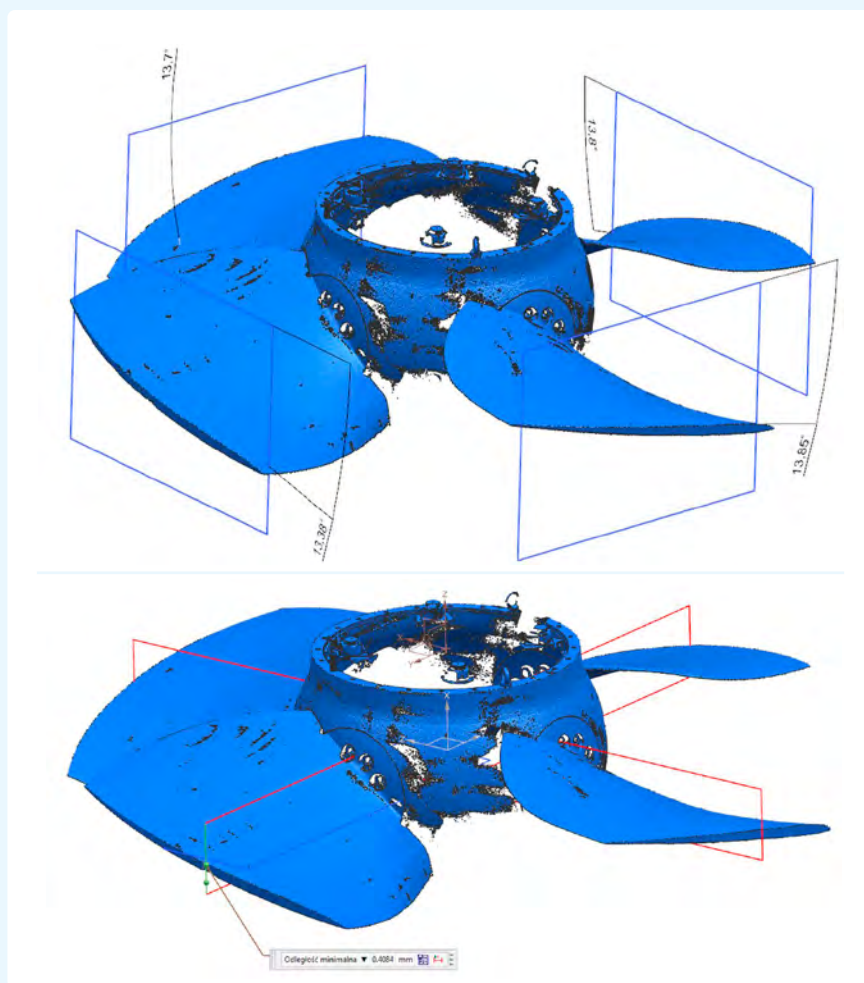
*W przypadku turbiny o tak znacznych gabarytach, jak tutaj omawiana, pozytywnym zaskoczeniem było dla nas bardzo dobre ustawienie kątowne łopat (odnotowany błąd ustawienia był pomijalny), jakie wykazał wstępny skan 3D.*

*Oczywiście po przeprowadzeniu działań remontowych odtworzyliśmy to prawidłowe ustawienie łopat, co potwierdził skan końcowy. Skanowaniu podlegał cały wirnik, włącznie z określeniem stopnia zużycia końcówek łopat (nie stwierdzono ich zużycia).*

*Skaner tworzy chmurę punktów, na podstawie której opracowywany jest model poligonowy (siatka trójkątów), który jest potem analizowany i obrabiany w dedykowanym oprogramowaniu — w tym przypadku PolyWorks Inspektor oraz Siemens NX. Dla objęcia skanowaniem całego urządzenia i późniejszego uzyskania jego kompletnego, spójnego trójwymiarowego modelu, konieczne było kilkukrotne przestawianie urządzenia, ponieważ za-*



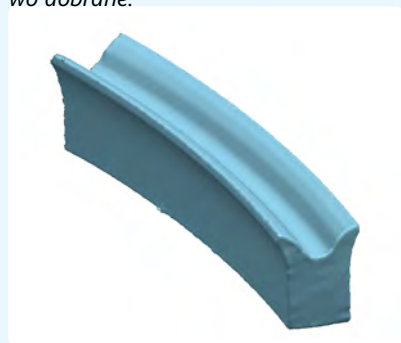
Fot. 6. Wyjazd wyremontowanego urządzenia z zakładu IOZE hydro



Rys. 1. Od góry: Proces pomiaru położenia kątownego łopat wirnika i pomiar łopat względem średnicy nominalnej wirnika po montażu końcowym

się pracy stosowanego przez nas lasera FARO to 1,5 m. W związku z tym niezbędne było również tzw. bazowanie. Odbywa się ono na etapie obróbki chmury punktów na ekranie komputera i jest wykonywane na podstawie skanów zbieżnych ze sobą (posiadających między sobą te same punkty referencyjne).

W zakresie wymiany uszczelnienia czołowego łopaty wirnika dysponowaliśmy dokumentacją z poprzednich prac remontowych oraz zdemonstrowaną i oczyszczoną piastą, na której mogliśmy wykonywać pomiary. Odnotowaliśmy różnicę pomiędzy naszymi pomiarami a tym, co wskazywała dokumentacja. Trudność polegała na tym, że rowek, w którym miało osiść uszczelnienie charakteryzował się w rzeczywistości mniejszą średnicą niż wynikało to z dokumentacji. Dopiero etap rozeznania pozwolił na wykrycie tej nieścisłości. Z pomocą przyszła technologia skaningu laserowego. Aby upewnić się, że zostanie zamówione uszczelnienie o właściwym przekroju, zeskanowaliśmy zdemonstrowany element. Pomiarów nie można było wykonać standardowymi narzędziami, np. suwmiarką, ze względu na skomplikowany kształt. Dzięki uzyskanej geometrii mieliśmy pewność, że nowe uszczelnienie zostało prawidłowo dobrane.



Rys. 2. Przekrój uszczelnienia czołowego łopaty uzyskany w wyniku skanowania

szere ubytki na ich powierzchni uzupełniono poprzez napawanie i szlifowanie ręczne do zarysu. Na koniec wszystkie cztery łopaty zostały umyte ciśnieniowo, wyczyszczone i wypolerowane ręcznie.

W toku tego relatywnie nieskomplikowanego remontu jedną z niewielu kwestii wymagających dodatkowych ustaleń był dobór uszczelnień głównych łopat kierun-

kowych. W szybkim rozwianiu powstałych wątpliwości pomocne okazały się wyniki skanowania laserowego. Szerzej temat wykorzystania wspomnianej technologii podczas remontu rozwinęto w ramce.

Ostatecznie uszczelnienia wymieniono na identyczne jak oryginalne, czyli typu K06-R, wykonane z materiału SKF Ecorubber-1. Przed montażem uszczelnienia kanał został wyczyszczony i zabezpieczony antykorozyjnie. Po wykonaniu wszystkich prac remontowych przeprowadzono ponowny montaż wirnika. Całość działań trwała 2 miesiące i powtórzona zostanie zapewne za kolejnych 10 lat. Analizowany przykład pokazuje, że taka częstotliwość przedsięwzięć remontowych pozwala na zachowanie w dobrej kondycji urządzenia wytwórczego.

**Mateusz Merwart,**

Technolog / Kontroler jakości, IOZE hydro

Do pomiarów wykonywanych wewnątrz elektrowni zastosowaliśmy tracker laserowy FARO Vantage S. Urządzenie to wykorzystujemy w przypadku, gdy konieczny jest pomiar geometrii obiektów o dużych gabarytach. Inaczej, niż w przypadku ramienia pomiarowego z końcówką skanującą, tutaj operujemy na punktach, a nie na chmurze punktów. Na podstawie pomierzonych punktów odtwarzamy geometrię obiektów. W tej konkretnej elektrowni za pomocą trackera mierzono średnicę podziałową łopat kierowniczych, która miała znaczenie dla określenia przylgni.

Powierzchnie współpracujące z łopatom kierowniczymi w niezdemontowanej części układu również zostały pomierzone i zweryfikowane za pomocą trackera. Dodatkowo, aby możliwe było poprawne wyznaczenie nowych przylgni łopat kierunkowych, konieczne było stworzenie ich modelu. W tym celu zeskanowano płyty łopat nr 8, 12 i 20, a następnie ich geometrię nałożono na siebie. Nie stwierdzono istotnych odchyłek w powtarzalności kształtu łopat. Tak powstał uśredniony geometryczny model łopaty. Następnie model ten został dopasowany do pomiarów wykonanych w obiekcie (modele zestawiono na wyznaczonej wcześniej średnicy podziałowej). Na tej podstawie wyznaczono dwie nowe przy-

**Przykład 2 – remont aparatu kierowniczego turbiny Kaplana**

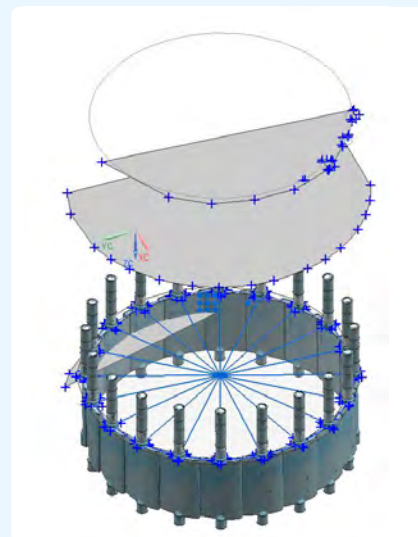
Zdecydowanie bardziej skomplikowany, niż w pierwszym przykładzie, był remont aparatu kierowniczego 86-letniej turbiny Kaplana pochodzącej z jednej z dużych elektrowni pracujących w połu-

Rodzaj turbiny	<b>turbina Kaplana</b>
Moc instalowana	<b>12,88 MW</b>
Średnica wirnika	<b>3 000 mm</b>
Przełyk	<b>60 m³/s</b>
Obroty	<b>214 obr./min</b>
Spad	<b>28,5 m</b>
Rok produkcji	<b>1938</b>
Producent	<b>Escher Wyss</b>
Generator	<b>BBC 15,6 MVA, synchroniczny</b>

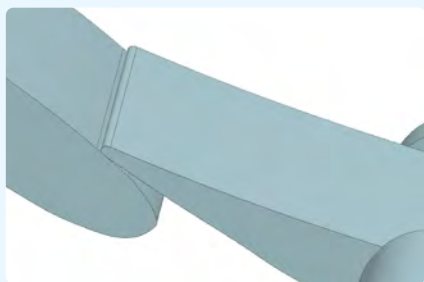
Tab. 2. Kluczowe parametry remontowanej turbiny – przykład 2

Ignie dla każdej z 20 łopat, które następnie wykonano poprzez zastosowanie obróbki skrawaniem w technologii CNC na maszynie OKUMA VTM2000YB, zgodnie z dokumentacją wykonawczą. Kształt powierzchni stykowych po przeprowadzeniu prac remontowych na powierzchni łopat jest o tyle kluczowy, że ich prawidłowe przyleganie w momencie zamknięcia aparatu kierowniczego decyduje o szczelności turbiny. Jeśli aparat kierowniczy jest szczelny, jego zamknięcie odcina całkowicie dopływ wody w obręb wirnika i unieruchamia turbinę.

Należy dodać, że bez bazowej dokumentacji technicznej pochodzącej od producenta (a przypomnijmy, że jest to turbina produkcji przedwojennej), geo-

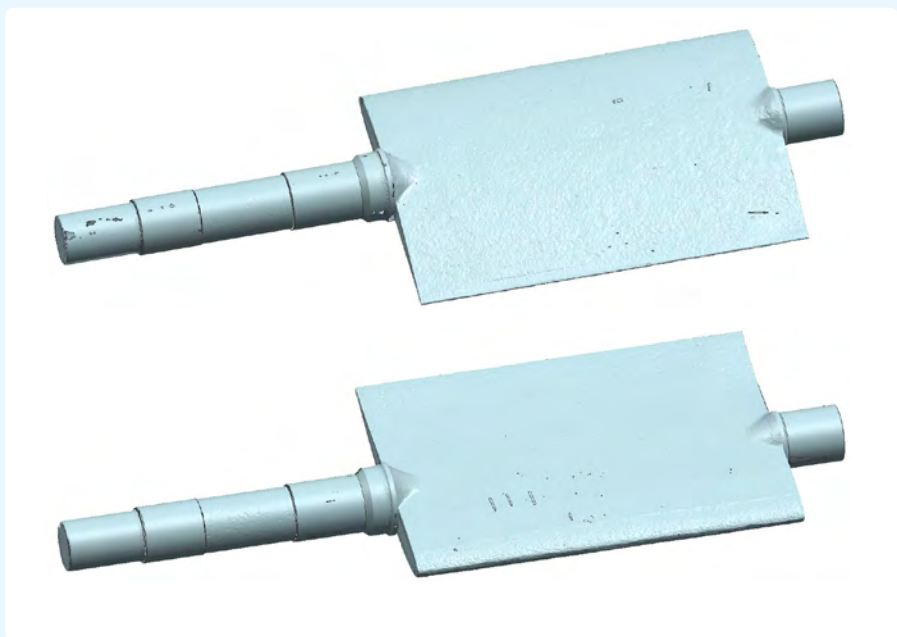


Rys. 3. Geometria aparatu kierowniczego uzyskana na bazie wyników skanowania



Rys. 4. Przyłganie łopaty – model

metrię płata łopaty można było odtworzyć jedynie bazując na wynikach skanowania 3D. Tylko w przypadku czopów łopat dysponowaliśmy dokumentacją techniczną przekazaną przez zamawiającego, ponieważ takową opracował wykonawca poprzedniego remontu turbiny. Według wypracowanego przez nas projektu technicznego geometrii łopat, prowadzona była później obróbka każdej z łopat.



Rys. 5. Model łopaty uzyskany w wyniku skanowania laserowego

dniowej Polsce. Tak leciwy układ potrzebował znacznych nakładów pracy dla utrzymania wymaganej jakości technicznej i sprawności pracy. Zanim przejdziemy do szczegółów działań przeprowadzonych w warsztacie naprawczym, warto przyrzeć się pracy technologów w miejscu instalacji — w elektrowni, ponieważ jej wyniki rzutowały na działania konieczne do podjęcia na późniejszych etapach.

Inwentaryzacji wymagała przede wszystkim geometria elementów turbiny, konieczna do odwzorowania geometrii



Fot. 7. Pomiar powłoki antykorozyjnej w procesie nakładania warstw

rozstawienia 20 łopat aparatu kierowniczego, co w dalszej kolejności służyło precyzyjnemu wyznaczeniu krawędzi stykowych (przyłgni) łopat poddawanych regeneracji (więcej o tym w ramce). W wyniku pomiaru określono średnicę podziałową rozmieszczenia łopat aparatu kierowniczego w turbinie wynoszącą 3 729 mm. Konieczne były również pomiary średnicy czopików zamontowanych w pierścieniu sterującym aparatu, współpracujących z łącznikami aparatu. Szczegółowy przegląd wykazał, że 10 ze sprawdzanych czopików wymagało wymiany. Projekt i wykonanie nowych elementów oraz ich montaż w miejscu zużytych zapewnił wykonawca remontu.

Również czopiki zamontowane w dźwigniach aparatu kierowniczego zostały zmierzane i ocenione pod kątem zużycia. W przypadku pięciu czopików stwierdzono odchyłki od wartości nominalnych określonych w dokumentacji wykonawczej, z związku z czym wykonano nowe i zamontowano w miejscu zużytych. Dźwignie zostały poddane procesowi demontażu na elementy składowe, czyszczeniu oraz zabezpieczeniu przed uszkodzeniem w trakcie przeprowadzania dalszych procesów regeneracyjnych. Wszystkie zdemontowane elementy zostały poddane obróbce strumieniowo-ściernej do klasy Sa 2½, a następnie nałożono na nie powłokę antykorozyjną. Po lakierowaniu dokonano ponownego montażu i zweryfikowano sprawność działania mechanizmu regulacyjnego ką-

towego ustawienia łopat aparatu kierowniczego. Istniejące kliny współpracujące z dźwigniami aparatu uległy zniszczeniu, stąd w ich miejsce wykonano komplet nowych (projekt nowych klinów wykonano na bazie pomiarów starych elementów).

Ze względu na znaczny poziom wyeksploatowania, kolejne analizowane składowe układu kierowniczego należało również wymienić, bądź odtworzyć na podstawie dokumentacji wykonawczej. Mowa tu o łącznikach aparatu kierowniczego oraz łożyskach górnych i dolnych aparatu. Zużycie większe niż zakładają nominalne odchyłki, a także liczne uszkodzenia mechaniczne zdecydowały o wymianie wszystkich tulei ślizgowych w łącznikach, tulei ślizgowych w górnych tulejach łożyskowych, jak i tulei ślizgowych w dolnych łożyskach aparatu kierowniczego (łącznie to 100 różnych tulei). Wszystkie elementy łączników i łożysk tego wymagające, po demontażu zostały we właściwy sposób zabezpieczone i poddane obróbce strumieniowo-ściernej do klasy Sa 2½, a następnie zabezpieczone powłoką antykorozyjną. Ponadto w trakcie regeneracji dokonano demontażu wszystkich obudów uszczelnień z brązu. Zostały one wyczyszczone wraz z wymianą wkrętów montażowych na nowe. Również wszystkie uszczelnienia zostały wymienione na nowe. Jednocześnie w trakcie przeprowadzania prac wykryto znaczne zużycie 5 pierścieni ślizgowych, które zastąpiono nowymi, wytworzonymi na wzór istniejących.



Fot. 8. Tuleje łożyskowe przed i po regeneracji

Na koniec przyjrzyjmy się, w jaki sposób poprowadzono regenerację powierzchni łopaty aparatu kierowniczego. W pierwszej kolejności, podobnie jak dla szeregu innych elementów, wykonano obróbkę strumieniowo-ścierną (poprzez śrutowanie) do klasy czystości Sa 2½. W wyniku tego procesu ujawniono na powierzchniach łopat liczne ubytki, głębokie pory oraz powierzchnie z odklejoną warstwą kompozytu nałożoną najprawdopodobniej podczas poprzednich remontów. Wykryte ubytki i pory uzupełniono materiałem kompozytowym dwuskładnikowym BEL-ZONA 1111 (Super Metal). Wypełnienie

głębokich porów oraz ubytków zapewniło usunięcie tlenu z przestrzeni pomiędzy łopata a powłoką lakierniczą, co z kolei zapobiegnie przyspieszonemu powstawaniu ognisk korozji. W zakresie czopów łopat aparatu kierowniczego dokonano pomiarów średnic zewnętrznych czopów łożyskowych względem wymiarów nominalnych. Zdecydowana większość zmierzonych czopów łopat wykazywała zużycie i wykraczała poza zakres dopuszczalnych odchyłek ujętych w dokumentacji wykonawczej. Na jedenastu łopatach ujawniono pęknięte tuleje, których wymiana z punktu widzenia dalszej eksploata-

cji była konieczna. Wszystkie uszkodzone oraz pęknięte tuleje wykonane zostały na nowo, a następnie zamontowane na czopach łopat. Pozostałe tuleje zostały poddane regeneracji poprzez przygotowanie powierzchni, natrysk metaliczny materiałem Fe13Cr przeprowadzony na zimno w celu zapobiegania deformacji geometrii łopaty i z uszczelnieniem powłoki po natrysku. Po wymianie tulei na nowe oraz naniesieniu powłoki na czopy regenerowane, całość poddana została obróbce wykończeniowej. Powierzchnie stykowe każdej z łopat zregenerowano przez wykorzystanie technologii CNC. Przyłgnie określono na podstawie przeprowadzonych wewnątrz elektrowni pomiarów pierścienia łopat kierownic (czytaj ramka). Przejście każdej łopaty w czop zostało ponadto poddane badaniom nieniszczącym PT, które potwierdziły prawidłową regenerację elementów.

#### Czym owocują prace remontowe?

Mocno drobiazgowo momentami opisy przeprowadzonych prac dają wgląd w to, jak misternym z jednej strony przedsięwzięciem jest remont turbiny wodnej, z drugiej zaś — jak dość często prosty-



Fot. 9. Widok na skorodowane przejście czopu w płat łopaty oraz widok na zregenerowany detal





Fot. 10. Łopaty aparatu kierowniczego przed remontem



Fot. 11. Łopaty aparatu kierowniczego po remoncie

mi działaniami np. w przypadku dużych elementów, można wprowadzić widoczne gołym okiem i pozytywnie rzutujące na stan techniczny zmiany. Przechodząc od ogółu do najmniejszego nawet szczegółu (i na odwrót), krok po kroku, element po elemencie podczas remontu przywracana jest świetność kilkudziesięcioletniego urządzenia. Liczne, pieczołowicie zregenerowane lub całkowicie nowe komponenty są na powrót składane w spójną, dobrze „naoliwioną” funkcjonalną całość, tak, aby mogła ona dalej produkować energię efektywnie i niezawodnie. Można powiedzieć, że remont to niejako budowanie turbiny na nowo, a od precyzji, jakości wykonanych działań i dobranych materiałów/podzespołów/technologii prac zależy jak blisko pierwotnego stanu technicznego będzie ona po zakończeniu procesu.

Ze względu na środowisko wodne, generujące korozję i kawitację, ale też w wyniku standardowego, użytkowego zużycia podzespołów, remont jest nieuniknionym i cyklicznie powtarzającym się etapem w toku eksploatacji każdej instalacji prądotwórczej. Przeprowadzony fachowo, w odpowiednim momencie, dobrze

zaplanowany i zrealizowany w założonych ramach czasowych, stanowi gwarancję stabilnej, niezakłóconej eksploatacji elektrowni. O szeregu dalszych korzyści związanych z realizacją przedsięwzięć remontowych wyczerpująco napisano w pierwszym artykule z tej serii („Energetyka Wodna” 2/2024). W tym miejscu warto dodatkowo podkreślić rolę doświadczenia, wiedzy, właściwej organizacji i technicznej intuicji zespołu wykonawczego w końcowym sukcesie projektu.

Kierując się hasłem „turn water into profits” IOZE hydro dba na co dzień, aby układy hydroenergetyczne umożliwiały czerpanie najwyższych możliwych pożytków z dostępnego potencjału naturalnego wód. Niezależnie od tego, czy chodzi o nowo wytworzoną pod marką własną turbinę, czy o trafiający pod skrzydła zespołu remontowego nienajmłodszy egzemplarz zagranicznej lub krajowej produkcji. Wychodzimy z założenia, że jeśli tylko istnieje taka techniczna możliwość, i jest to ekonomicznie uzasadnione, należy podejmować wszelkie starania dla usprawnienia produkcji energii elektrycznej. Doświadczenie w produkcji turbin wodnych daje nam dodatkową perspektywę,

która przekłada się na fakt, iż jesteśmy w stanie sprostać najwyższym nawet wymaganiom technicznym oraz zapewnić niezawodność i trwałość remontowanych układów — tych w skali makro, jak i mikro. Owocem doświadczenia zgromadzonego w zakresie omawianych tu działań, jak i na polu utrzymania ciągłości pracy elektrowni wodnych, jest rozszerzenie zakresu świadczonych przez IOZE hydro usług o stały nadzór nad eksploatacją obiektów. Naszą podstawową ambicją jest, aby być solidnym partnerem technicznym dla właścicieli instalacji hydroenergetycznych, zarówno przy realizacji projektów celowych, jak i w toku utrzymania ciągłości ich funkcjonowania oraz dalszego rozwoju.

Wioleta Smolarczyk  
Jarosław Wysocki  
Łukasz Kalina

**IOZE**  
hydro

Grafiki i zdjęcia pochodzą z archiwum firmy **IOZE hydro**.

# Rozwiązania armaturowe dla energetyki wodnej

Grupa stanowi dostawcę rozwiązań w zakresie armatury przeznaczonej do wielu zastosowań. W jej ofercie znajduje się zarówno armatura ogólnego przeznaczenia, jak i rozwiązania wyspecjalizowane, dedykowane do konkretnych obszarów wykorzystania, takich jak między innymi energetyka wodna.

Obecność podmiotów Grupy T.I.S. na rynku energetyki wodnej oraz obiektów hydrotechnicznych datuje się na rok 1996. Obecna oferta produktowa dla tego segmentu rynkowego obejmuje armaturę dla rozwiązań:

- odcinania dopływu wody do turbin,
- zamknięć awaryjnych na wypadek wystąpienia nadmiernej prędkości przepływu,
- sterowania przepływem na by-passach zabezpieczeń turbin,
- sterowania przepływem na by-passach do napełniania i wyrównywania ciśnień,
- spustów dennych,
- ujęć wody (zastawki),
- zamknięć remontowych na rurociągach,
- innych, według potrzeb zamawiającego.

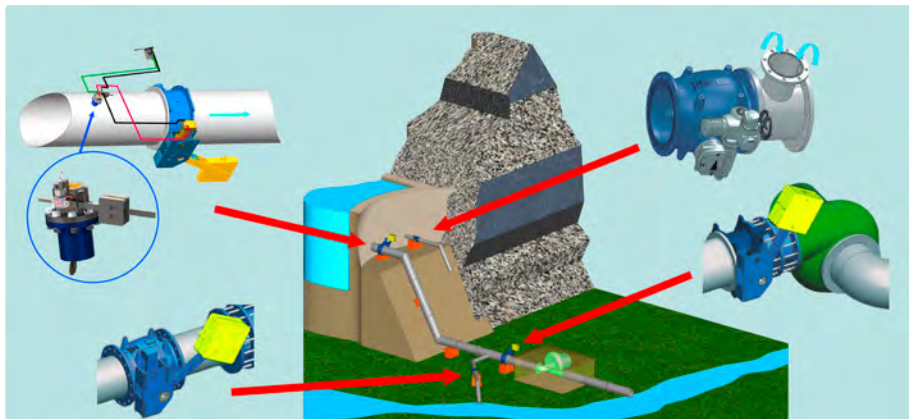
## Zawory motylowe

Najczęściej dostarczany przez T.I.S. rodzaj armatury odcinającej, przeznaczonej do odcinania wody na dopływie turbiny są przepustnice, w nomenklaturze hydroenergetyki zwane zaworami motylowymi. Grupa T.I.S. Dla tego zastosowania oferuje przepustnice podwójnie mimośrodowe, o korpusach z żeliwa sferoidalnego bądź stali.

Program produkcji przepustnic podwójnie mimośrodowych, stanowiących bazę dla kompletnie wyposażonego zaworu motylowego, w przypadku żeliwa sferoidalnego jako materiału korpusu, obejmuje



Fot. 1. Przepustnica podwójnie mimośrodowa DN2200 PN6 ze zintegrowaną wstawką montażową



Rys. 1. Przykłady zastosowań armatury T.I.S. w energetyce wodnej

zakres średnic: DN200 ÷ 2400, a stali DN200 ÷ 3000 (PN6, PN10). Równocześnie oferowane są przepustnice dla wyższych ciśnień nominalnych (PN16 ÷ 40). Rekomendowanym przez T.I.S., a zyskującym coraz większe uznanie rozwiązaniem, zwłaszcza w przypadku większych średnic nominalnych, jest korpus przepustnicy z regulowanym kołnierzem przyłączeniowym, czyli niejako połączenie zaworu ze wstawką montażową w jedną zintegrowaną całość. Przykład tak skonstruowanej przepustnicy przedstawia fot. 1. Jest to propozycja interesująca nie tylko z punktu widzenia kosztów, ale również pod względem technicznym, zwłaszcza w przypadkach znacznych ograniczeń dla długości zabudowy.

Zawory motylowe (przepustnice) dla potrzeb odcinania dopływu wody do turbin zazwyczaj dostarczane są jako zespół armatury wraz z cylindrem hydraulicznym oraz przeciwwagą. Cylinder pełni dwojaką rolę: hamulca, zapewniającego kontrolę nad pozycją dysku podczas zamykania oraz siłownika odpowiedzialnego za otwieranie i utrzymanie dysku we właściwej pozycji. Przeciwwaga (obciążnik na ramieniu) stanowi element zapewniający moment obrotowy, odpowiedni do wywołania samoczynnego zamknięcia zaworu, bez potrzeby dostarczania energii z zewnątrz, co ma kluczowe znaczenie dla niezawodności działania. Ciśnienie oleju dla siłownika może pochodzić od instalacji olejowej obiektu, jak również z lokalnego zasilacza olejowego. Odpowiednio dobrany zasilacz olejowy może znaleźć się w zakresie dostawy wraz z zaworem. Dobór optymalnej wersji zaworu przeprowadzany jest przez Dział Techniczny T.I.S. Polska w sposób indywidualny dla danego projektu. Jest on realizowany w oparciu o kompletne dane związane

z dopływem wody do turbiny, zasilaniem siłownika, z uwzględnieniem wszelkich uwarunkowań budowlanych, jak również różnorodnych życzeń zamawiającego, m.in. zakresu czasu zmian położenia dysku, sygnalizacji pozycji, itp. Dopasowaniu do warunków pracy może podlegać nawet kształt obciążników przeciwwagi, czego przykład zobaczyć można na fot. 2.

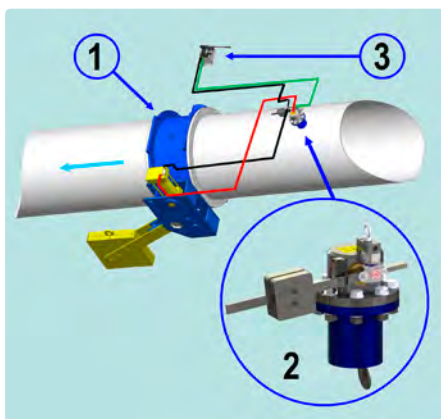


Fot. 2. Obciążniki przeciwwagi przepustnic DN2200 PN6 o indywidualnie dobranych kształtach

Przepustnice T.I.S. mogą znaleźć również zastosowanie jako armatura odcinająca o innych funkcjach, takich jak:

- odcięcie zabezpieczające na wypadek wystąpienia nadmiernej prędkości przepływu,
- zamknięcia remontowe,
- by-passy wyrównania ciśnień,
- inne, zależnie od potrzeb na danym obiekcie.

Przykład zespołu zamknięcia zabezpieczającego na wypadek nadmiernej prędkości przepływu pokazany jest na rys. 2. Zespół zabezpieczający składa się z kompletnego zaworu motylowego (przepustnicy) z cylindrem i przeciwwagą oraz urządzenia odpowiedzialnego za wykrycie nadmiernej prędkości przepływu, jakim jest płetwowy czujnik prędkości, również własnej produk-



Rys. 2. Zespół zaworu motylowego z czujnikiem nadmiernej prędkości: 1 – zawór motylowy (przepustnica) z cylindrem hydraulicznym i przeciwwagą, 2 – czujnik nadmiernej prędkości, 3 – pompa olejowa do otwierania zaworu

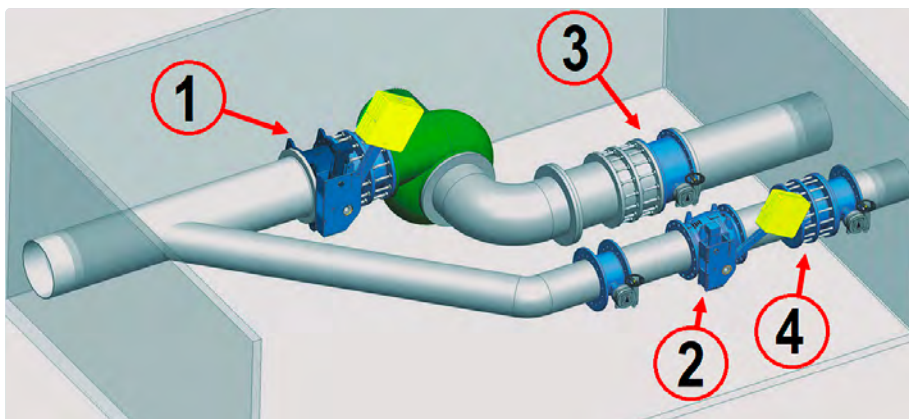


Fot. 3. Przykład instalacji przepustnicy uruchamianej czujnikiem nadmiernej prędkości

cji T.I.S. Kąt wychylenia płetwy umieszczonej w pobliżu osi rurociągu zależy od prędkości przepływu. Przekroczenie dopuszczalnej prędkości powoduje wychylenie płetwy o kąt, przy którym następuje zmiana pozycji przeciwwagi czujnika i zadziałanie wyłącznika krańcowego, przekazującego sygnał dla hydrauliki zaworu motylowego o konieczności zamknięcia. Rozpoczyna się kontrolowane przez cylinder hydrauliczny zamknięcie zaworu motylowego. Ponowne otwarcie zaworu możliwe jest dopiero po interwencji użytkownika. Przykład zrealizowanej instalacji takiego zespołu przedstawia fot. 3.

### Zawory iglicowe

Oddzielną, bardzo interesującą pozycją oferty armatury T.I.S. znajdującej zastosowanie w energetyce wodnej są zawory iglicowe (ang. needle valve, wł. valvola a fuso) zwane również pierścieniowo-tłokowymi (ang. plunger valve). W tym miejscu należy wyjaśnić, że pomimo stosowanego wielorakiego nazewnictwa (co jest wynikiem braku ustalonej umownej nomenklatury), chodzi o ten sam, co do zasad konstrukcji i działania oraz zastosowań, rodzaj armatury, a wymienione wyżej terminy jak dotąd stosowane są równolegle, w zależności od nomenklatury przyjętej przez producen-



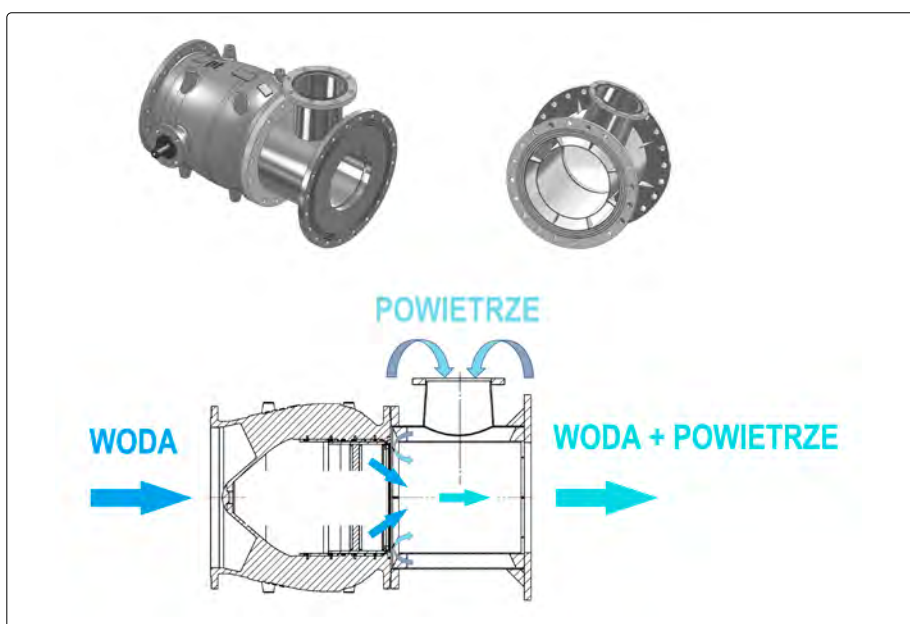
Rys. 3. Przykład uzbrojenia rurociągu turbiny i by-passu upustowego w armaturę T.I.S.

ta. W dalszej części artykułu będziemy posługiwać się terminem „zawór iglicowy”, pochodzącym od bezpośredniego tłumaczenia włoskiej nazwy valvola a fuso, używanej w grupie T.I.S. Program produkcji zaworów iglicowych T.I.S. obejmuje zakres średnic do DN2000 dla PN10 i PN16, czy DN1000 dla PN25, dla PN10 i PN16, czy DN1000 dla PN25, co stawia producenta w gronie najbardziej znaczących w Europie.

Zawory iglicowe, dzięki swojej specyficznej konstrukcji, posiadają bardzo wiele zalet eksploatacyjnych, dzięki którym znajdują różnorakie zastosowania, zarówno w odciśnięciu przepływu, jak i jego regulacji. Spośród wielu cech charakteryzujących ten rodzaj armatury, z punktu widzenia przydatności w energetyce wodnej, należałoby wymienić przede wszystkim możliwość użycia ich tam, gdzie zastosowanie innej armatury oznaczałoby pracę w warunkach kawitacji. Decyduje o tym charakterystyczna budowa korpusu zaworu, dzięki której prędkość przepływu medium u wylotu za-

woru jest większa, niż u jego wlotu, zatem strefa powstania ewentualnej kawitacji znajduje się tuż poza korpusem zaworu. Nie oznacza to jednak, że odcinek rurociągu bezpośrednio za zaworem pozostawia się na oddziaływanie ewentualnej kawitacji, bowiem, w przypadku wystąpienia takiego ryzyka, zawór dozbraja się w odpowiednie zabezpieczenie antykawitacyjne. W zależności od konkretnych warunków pracy i instalacji zaworu, może być to odpowiednio dobrany pierścień szczelinowy, montowany bezpośrednio do tłoka zaworu, bądź urządzenie napowietrzające instalowane bezpośrednio za zaworem. Zastosowanie określonego rodzaju dozbrojenia zaworu iglicowego jest rezultatem analizy warunków hydraulicznych i stanowi integralną część doboru całości rozwiązania przedstawianego zamawiającemu.

Urządzenie napowietrzające, kształtem zewnętrznym przypominające trójnik kołnierzowy, powoduje zasysanie powietrza atmosferycznego i jego dopływ do stre-



Rys. 4. Zasada działania urządzenia napowietrzającego

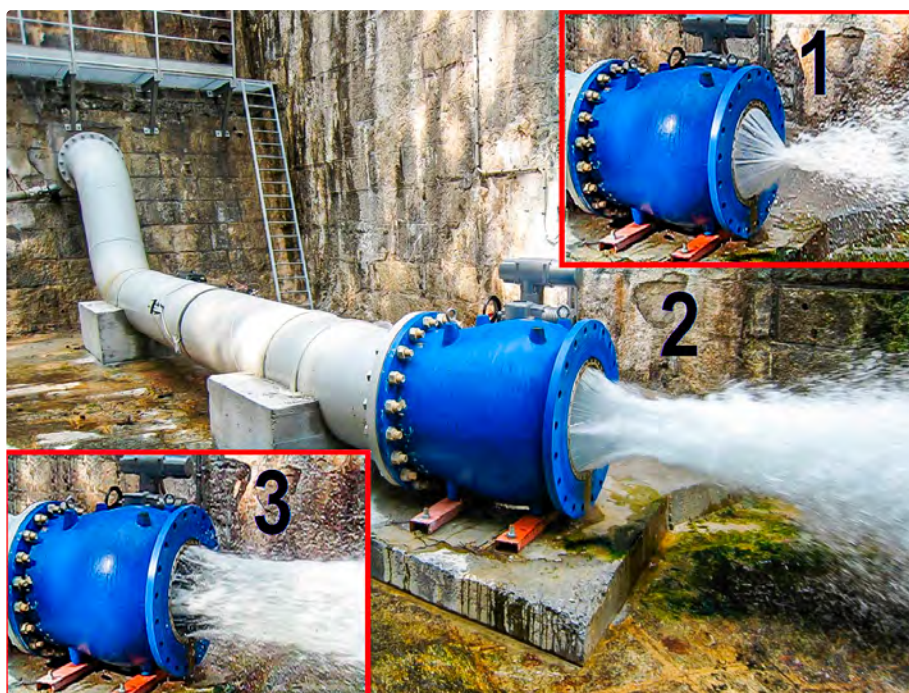
fy powstawania kawitacji. Dopływ powietrza zmniejsza wartość spadku ciśnienia w strefie za zaworem, dzięki czemu udaje się utrzymać przepływ w warunkach wolnych od kawitacji. Elementem uzupełniającym jest proste urządzenie w postaci rury doprowadzającej powietrze, której pionowy odcinek również podlega doborowi, tak aby w warunkach niewielkiego przepływu nie dopuścić do wypływu wody. Zasada działania urządzenia zilustrowana jest na rys. 4.

Konstrukcja zaworu iglicowego, oprócz niedostępnych dla innych rodzajów armatury możliwości zapobiegania kawitacji, daje jeszcze jedną zaletę, ważną z punktu widzenia zastosowań w energetyce wodnej: kołowy przekrój strumienia, przy czym strumień w strefie bezpośrednio za zaworem ulega zwężeniu, przy niewielkim otwarciu zaworu przybierając kształt stożkowy. Dzięki takiemu ukształtowaniu strumienia wypływającego z zaworu uzyskuje się duże rozproszenie energii kinetycznej cząstek wody. Jest to właściwość niezwykle przydatna przy zastosowaniu zaworu iglicowego, zarówno jako armatury otwierającej przepływ w by-passie zabezpieczenia turbiny, jak i na spuszczeniu dennym, bowiem w warunkach dużej różnicy ciśnień (upustu do strefy w której panuje ciśnienie bliskie atmosferycznemu) daje możliwość bardzo bezpiecznego wyrzutu, nawet przy dużej wartości ciśnienia dopływu i szybkim otwarciu. Kształt wypływającego z zaworu strumienia wody ilustruje przedstawiony na fot. 4 przykład zaworu zainstalowanego na spuszczeniu dennym, pracującego w warunkach wolnego wypływu.

Najczęściej spotykanymi zastosowaniami zaworów iglicowych w energetyce wodnej są:

- sterowanie przepływem na by-passach przejmujących odprowadzanie wody na czas zamknięcia lub ograniczenia przepływu przez turbinę,
- sterowanie przepływem w by-passach wyrównywania ciśnień,
- sterowanie przepływem wody z upustów dennych.

Zasadniczo dla zaworów iglicowych montowanych na by-passach przejmujących odprowadzanie wody na czas zamknięcia lub ograniczenia przepływu przez turbinę przewiduje się napęd w postaci cylindra hydraulicznego i przeciwwagi, przy czym działa on w sposób odwrotny, niż w przy-



Fot. 4. Przykład instalacji zaworu iglicowego jako armatury spustu dennego pracującej w warunkach wolnego wypływu: 1 – strumień przy nieznacznym otwarciu, 2 – strumień przy pośrednim stopniu otwarcia, 3 – strumień podczas znacznego otwarcia



Fot. 5. Przykład realizacji elektrowni wodnej z zastosowaniem armatury T.I.S.: 1 – przepustnica podwójnie mimośrodowa z cylindrem hydraulicznym i przeciwwagą, wraz ze wstawką montażową, 2 – zawór iglicowy z cylindrem hydraulicznym i przeciwwagą, wraz z urządzeniem napowietrzającym

padku zaworu motylowego, tj. opadanie obciążnika przeciwwagi zapewnia otwarcie zaworu, natomiast siłownik hydrauliczny wymusza jego zamykanie.

#### Inne rodzaje armatury

Dodatkowymi pozycjami oferty Grupy T.I.S. znajdującymi zastosowanie w energetyce wodnej są zawory kulowe, spełniające analogiczną funkcję, jak zawory motylowe instalowane przed wlotem spiralą turbiny, lecz w przypadku ciśnień powyżej grani-

cy PN25. W ofercie Grupy T.I.S. znajduje się również armatura ogólnego stosowania, przydatna dla zamknięć remontowych, bądź innych pomocniczych funkcji.

Dla potrzeb takich, jak zamknięcia remontowe, główną propozycją ofertową Grupy T.I.S. są przepustnice podwójnie mimośrodowe z przekładniami ślimakowymi, umożliwiającymi obsługę ręczną lub za pomocą siłownika elektrycznego, jak również hydraulicznego 2-stronnego działania. Uzu-



Fot. 6. Zawory iglicowe DN600 PN25 z różnymi typami cylindrów szczelinowych



Fot. 8. Armatura T.I.S. zainstalowana w małej elektrowni wodnej w Zakładzie Produkcji Wody „Pomorzany” (ZWiK Szczecin)



Fot. 9. Stacja redukcji ciśnienia i produkcji energii typo-zeregu FR-TN wraz z zaworem regulacyjnym

pełnieniem oferty w tym zakresie są przepustnice centryczne, zasuwki klinowe oraz zasuwki nożowe (w tym również o indywidualnie dobieranej konstrukcji). Każdy z tych rodzajów armatury może być sterowany ręcznie bądź siłownikiem elektrycznym, lub hydraulicznym. Warto zwrócić uwagę szczególnie na przepustnice centryczne oraz zasuwki nożowe, ze względu na niewielką długość zabudowy, co może pomóc w rozwiązaniu problemu z ograniczeniami dostępnego miejsca na ru-

ciągu. Grupa T.I.S. dostarcza przepustnice centryczne, jak i zasuwki nożowe w zakresie średnic do DN1600 włącznie, natomiast zasuwki klinowe do DN1200 włącznie.

### Rekuperacja energii

W ostatnim czasie wraz ze wzrostem zainteresowania odzyskiem energii rozpraszanej w różnych punktach infrastruktury wodociągowej, czy także instalacji przemysłowych, pojawiają się coraz liczniejsze projekty i realizacje, mające na celu zamianę bezpowrotnie traconej energii mechanicznej przepływającej wody na energię elektryczną. Również w tym zakresie Grupa T.I.S. sukcesywnie zwiększa swoje rynkowe zaangażowanie. Czyni to poprzez pomoc w doborze, a następnie dostawy odpowiednich dla danego rozwiązania rodzajów armatury, takich jak produktów przedstawionych wyżej, ale również automatycznych zaworów regulacyjnych membranowych, przydatnych przede wszystkim jako armatura wspomagająca regulację ciśnień i zabezpieczająca przed ude-



Fot. 7. Przygotowanie do wysyłki zaworu iglicowego DN1600 PN10

żeńiami hydraulicznymi. Szczególnym przykładem takiej realizacji jest mała elektrownia wodna zainstalowana w 2019 roku w Zakładzie Produkcji Wody „Pomorzany”, należącym do szczecińskiego ZWiK (fot. 8). Niezależnie od uczestnictwa w zewnętrznych projektach związanych z odzyskiem energii, w strukturze T.I.S. działa zespół badawczo-rozwojowy, pracujący nad wdrożeniem własnego programu produktowego w tej dziedzinie, tj. niewielkich stacji redukcji ciśnienia i produkcji energii elektrycznej, skierowanego głównie dla przedsiębiorstw wodociągowych (fot. 9). Obecnie pracuje kilka doświadczalnych instalacji tych urządzeń na terenie Włoch.

### Doradztwo techniczne, kontakt

Długoletnia obecność Grupy T.I.S. na rynku związanym z energetyką wodną i budownictwem hydrotechnicznym nie byłaby możliwa bez zapewnienia kompetentnego doradztwa i wsparcia technicznego, od fazy projektu aż po realizację, w celu spełnienia oczekiwań zamawiającego oraz finalnego użytkownika. T.I.S. Polska jako reprezentant grupy T.I.S. w Polsce oraz na rynkach wschodniej Europy, takie wsparcie zapewnia poprzez Dział Techniczny w siedzibie spółki.

#### Adam Chlapek

Dyrektor techniczny

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

a.chlapek@tispolka.pl  
+48 506 168 243

Grafiki i zdjęcia pochodzą z archiwum firmy **T.I.S. Polska Sp. z o.o.**

# Problemy lodowe na wodach płynących, budowlach hydrotechnicznych i hydroenergetycznych

**W wielu krajach półkuli północnej w okresie zimowym na wodach płynących i stojących powstają różne formy lodu. Zmieniają one warunki przepływu oraz reżim termiczny i stan ekologiczny wód. Prowadzi to w wielu przypadkach do powstawania zatorów lodowych, które wywołują powodzie i powodują ogromne straty. Na rzekach istnieje wiele budowli hydrotechnicznych i hydroenergetycznych, które muszą funkcjonować w trudnych warunkach zimowych. W artykule przedstawiono warunki tworzenia się i charakterystykę lodu, jego wpływ na reżim termiczny i hydrauliczny, problemy lodowe występujące na budowlach hydrotechnicznych i hydroenergetycznych oraz sposoby przeciwdziałania ich negatywnym skutkom.**

**N**a wodach śródlądowych półkuli północnej w okresie zimowym pojawia się lód, który powoduje istotne zmiany warunków przepływu (rzeki, kanały, zbiorniki przepływowe) oraz zmiany fizyczne, chemiczne i ekologiczne w wodach stojących [4]. Przebieg zjawisk lodowych na wodach śródlądowych jest elementem złożonego łańcucha procesów fizycznych zachodzących w wyniku wymiany ciepła między ośrodkiem wodnym i otaczającym środowiskiem. Zagadnienia te często wynikają ze zmian klimatycznych.

Pojawianie się i zanik zjawisk lodowych na wodach śródlądowych charakteryzuje się regularnością w cyklu rocznym. Obserwuje się jednak często sytuacje ekstremalne w postaci bardzo łagodnych zim, kiedy zjawiska lodowe występują w minimalnym zakresie, lub podczas ostrych zim, gdy zasięg czasowy i przestrzenny zlodzenia na wodach śródlądowych jest bardzo duży. W ciągu zimy pojawiają się niekiedy na przemian okresy zimne i ocieplenia, co często prowadzi do skomplikowanych sytuacji lodowych. Powoduje to duże odchylenia od wartości średnich wieloletnich i może wywoływać bardzo krytyczne sytuacje w postaci zatorów i powodzi zatorowych.

W polskiej literaturze naukowej i technicznej z dziedziny hydrauliki, hydrologii czy gospodarki wodnej jest stosunkowo mało publikacji i podręczników dotyczących zjawisk lodowych i ich oddziaływania na środowisko wód śródlądowych, mimo że zjawiska te doprowadziły do szeregu katastrofalnych sytuacji [2]. Dotyczy to w szczególności odcinka dolnej Wisły oraz jej ujścia. Należy również stwierdzić, że zakres pomiarów hydrologicznych w Polsce związanych ze zjawiskami lodowymi jest sto-

sunkowo skromny, bowiem pomiary takie są bardzo skomplikowane. Pojawienie się sytuacji ekstremalnych, jakimi były powodzie zatorowe w XIX wieku w ujściu Wisły oraz powódź na zbiorniku Włocławek w 1982 r. spowodowały większe zainteresowanie tą problematyką zarówno w sferze badań, jak i pomiarów w naturze.

Wystąpienie zjawisk lodowych na wodach śródlądowych powoduje znaczne utrudnienia w wielu dziedzinach. Jest to przede wszystkim wynikiem zmiany charakterystyki przepływu w rzekach i kanałach, gdzie następuje istotna zmiana relacji między stanem wody a przepływem [5]. Istotną dziedziną zależną od pojawiania się zjawisk lodowych jest energetyka wodna, gdzie występują zmiany warunków dopływu wody do elektrowni oraz przepływu w kanałach energetycznych. Zjawiska lodowe powodują także znaczne ograniczenia, a nawet całkowite zatrzymanie żeglugi śródlądowej na pewien czas. W wyniku wystąpienia zjawisk lodowych w znacznym stopniu utrudnione są prace wszelkiego rodzaju ujęć wody oraz urządzeń przelewowych jazów i zapór. Zjawiska lodowe odgrywają istotną rolę w wielu dziedzinach inżynierskich, co zostało objęte specjalnym działem zwanym inżynierią lodową (ang. ice engineering). Zjawiska lodowe mają również wpływ na ruch rumowiska wleczonego i unoszonego w rzekach oraz na wiele procesów ekologicznych.

Opracowany został wielojęzyczny słownik lodowy (21 języków) obejmujący 106 podstawowych określeń. Podstawową wersją słownika jest język angielski, dla którego podano krótkie opisy wszystkich terminów. Wśród uwzględnionych języków jest również język polski. W tekście przy okre-

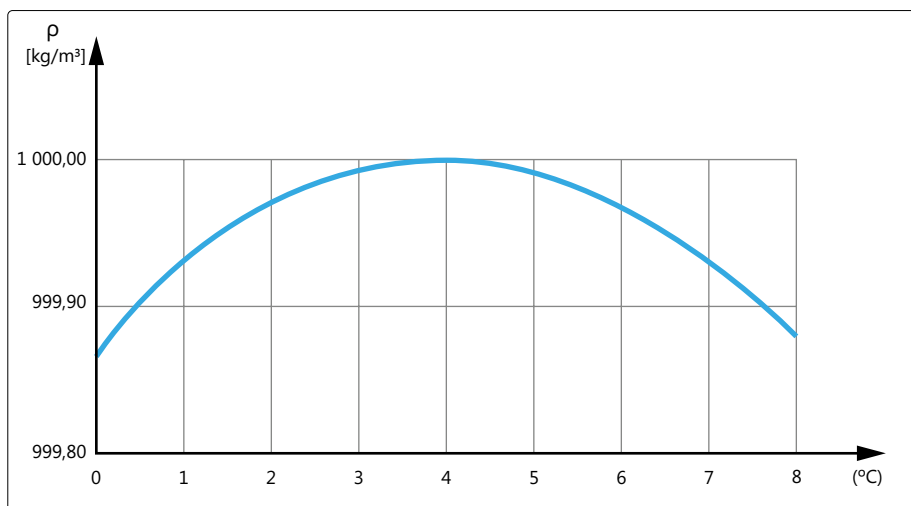
śleniach polskich będą często podawane odpowiedniki angielskie, co w przyszłości ułatwi czytelnikowi korzystanie z publikacji w tym języku.

W Polsce badania dotyczące problematyki lodowej prowadzone były już w okresie międzywojennym i powojennym, co wynikało z ostrych zim i wielu problemów gospodarki wodnej wynikających z występowania zjawisk lodowych. Intensyfikacja tych badań nastąpiła w Programie Rządowym PR 7, jak również w Centralnym Programie Badań Podstawowych w latach 1985–90. Niniejszy artykuł stanowi zebranie podstawowych informacji związanych z wystąpieniem zjawisk lodowych na wodach śródlądowych, przy czym główny nacisk położony jest na zagadnienia związane z wodami płynącymi, tj. rzekami, kanałami i zbiornikami przepływowymi oraz eksploatacją budowli hydrotechnicznych i hydroenergetycznych.

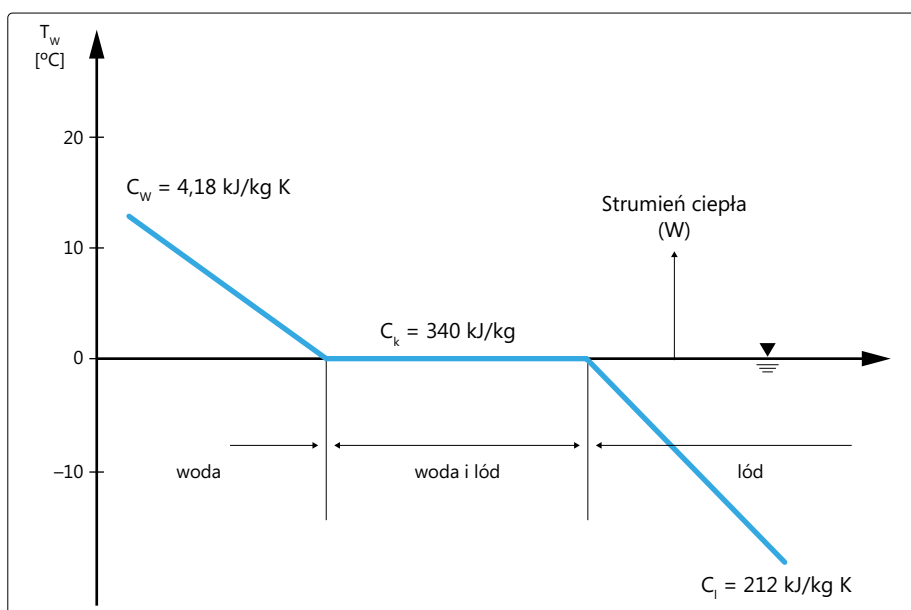
Lód jest jednym z trzech stanów występowania wody: ciekłej, lotnej i stałej. Tworzenie się lodu w wodzie słodkiej jest bardzo skomplikowanym procesem fizycznym. Powstające różne formy lodu są w dużej mierze zależne od warunków hydraulicznych i meteorologicznych. Pojawienie się lodu na wodach śródlądowych w istotny sposób zmienia hydrauliczne i termiczne warunki tych wód, jak również funkcjonowanie budowli hydrotechnicznych w warunkach zimowych, usytuowanych na tych wodach. Zazwyczaj mamy do czynienia z tworzeniem się lodu w warunkach jesienno-zimowych jak również jego istnienie w warunkach zimowych oraz okres rozpadu lodu i jego ruszenie w warunkach wiosennych i przepływ wraz z wodą. Sprawę komplikuje fakt, że często mamy dwa, a nawet więcej okresów zimowych. Sytuacje takie mają miejsce, gdy po utworzeniu się stałej pokrywy lodowej następuje ocieplenie i ruszenie lodów, by za kilka dni nastąpiło ochłodzenie i ponowne zamarnięcie. Sytuacje takie skutkują często utworzeniem się nowej, skomplikowanej pokrywy lodowej.

## **Tworzenie się lodu**

W okresie jesienno-zimowym w wyniku coraz niższych temperatur powietrza i oddawania



Rys. 1. Zmiany gęstości wody w zakresie temperatur 0–8 °C



Rys. 2. Proces tworzenia się lodu i jego dalszy przebieg

przez wodę do atmosfery energii cieplnej dochodzi do wyrównania temperatury wody na całej głębokości. Ma to miejsce przy temperaturze wody +4°C, gdy woda ma największą gęstość 1 000 kg/m<sup>3</sup>. Od tego momentu obniżającej się temperaturze wody towarzyszy mniejsza gęstość, tworząc na powierzchni warstwę wody o mniejszej gęstości (rys. 1). Gdy woda osiągnie temperaturę 0°C w tej warstwie powierzchniowej zaczyna tworzyć się lód.

W ten sposób na powierzchni wody stojącej tworzy się cienka warstwa wody chłodnej, która zaczyna zamarzać. Osiągnięcie przez wodę temperatury 0°C nie oznacza jej zamarzania, bowiem w procesie zamarzania wydzielona została ciepła krystalizacji (340 kJ/kg), które musi być odprowadzone do atmosfery (rys. 2).

Gęstość lodu jest mniejsza niż wody i wynosi 972 kg/m<sup>3</sup>. Tak więc lód zachowuje pły-

walność. Ciepło właściwe lodu jest mniejsze od ciepła właściwego wody i wynosi 2,12 kJ/(kg · °C). Przewodnictwo ciepła dla lodu wynosi 2,2–2,3 W / (m · °C). Są to dane dla czystego krystalicznego lodu. Warto przypomnieć, że w procesie tworzenia się lodu odrzucane są, podobnie jak i w procesie parowania, wszelkie zanieczyszczenia i domieszki chemiczne. Tak więc lód krystaliczny zawiera czystą wodę. Tworzenie się lodu na wodach stojących i płynących przebiega w sposób odmienny [4].

### Tworzenie się lodu na wodach stojących

Na powierzchni wody tworzy się cienka warstwa lodu i powiększa swoją grubość, aż do momentu, gdy następuje równowaga termiczna, to jest ilość ciepła odprowadzana do atmosfery jest równa ilości ciepła doprowadzanej do dolnej powierzchni pokrywy lodowej ze środowiska wodnego. Trzeba tu uwzględnić wielkość przewodnictwa ciepła przez pokrywę lo-

dową. Przyrost grubości lodu następuje na jego dolnej powierzchni. W miarę narastania pokrywy lodowej zmiana ulega szorstkość dolnej powierzchni lodowej, która może przybierać różne wartości. Bardzo często grubość pokrywy lodowej osiąga wartość nawet 1 m.

### Tworzenie się lodu na wodach płynących

Turbulencja przepływu powoduje, że woda posiada jednakową temperaturę w całym przekroju przepływu. Jednakże w przekroju przepływu występuje nierównomierne rozkład prędkości i na całym obwodzie zwilżonym mamy zróżnicowaną temperaturę. Najbardziej powszechną formą lodu w wodach płynących jest śryż nazywany również lodem prądowym (ang. frazil ice). Są to drobne kryształki lodu o wymiarach od kilku do kilkunastu milimetrów. Kryształki te tworzą się najczęściej w wodzie przechłodzonej (ułamki stopnia poniżej zera) wokół tzw. jąder krystalizacji, które stanowią drobne cząsteczki stałe lub fragmenty roślin. Bardzo niekorzystną cechą śryżu jest jego zdolność do przyczepiania się do wszystkiego, szczególnie w wodzie przechłodzonej. Stanowi to poważne zagrożenie na budowach wodnych i kanałach żeglugowych. Formy lodu na wodach płynących są następujące:

- lód brzegowy tworzy się przy brzegach, gdzie prędkości przepływu są mniejsze, a dodatkowo brzeg rzeki jest bardziej oziębiony od środowiska wodnego,
- lód denny tworzy się na roślinach lub większych elementach dna. Często objętość lodu zwiększa się i cały element na skutek pływalności lodu odrywa się od dna i jest przenoszony nawet na duże odległości,
- krążki śryżowe tworzą się ze śryżu, który wypływa na powierzchnię wody i gromadzi się w większe okrągłe elementy, często z dużymi podbitkami,
- podbitki śryżowe, które odkładają się pod pokrywą lodową, zmniejszają czynny przekrój przepływu,
- zabitki śryżowe zajmujące całą głębokość od pokrywy lodowej do dna.

### Obliczenia hydrauliczne

Obliczenia hydrauliczne z występującymi różnymi formami lodu mają istotne znaczenie, bowiem pokazują, jak pojawienie się lodu zmienia przepustowość koryt rzecznych. Do obliczania średniej prędkości przepływu w ruchu równomiernym

o swobodnym zw. wody służy wzór Manninga. Wzór ten ma następującą postać (1):

$$V = 1/n \cdot R^{2/3} \cdot S^{1/2} \quad (1)$$

gdzie:

$V$  – prędkość średnia w przekroju (m/s),

$n$  – współczynnik szorstkości Manninga ( $s/m^{1/3}$ )

$R$  – promień hydrauliczny (m)

$S$  – spadek podłużny rzeki (bezwymiarowy)

W przypadku wystąpienia w przekroju hydraulicznym lodu, wyżej wymieniony wzór ulega pewnej modyfikacji i ma postać (2). W tych obliczeniach zakłada się, że pokrywa lodowa zachowuje płynalność, nie jest więc na stałe związana z brzegami koryta rzeki. Poziom wody w rzece jest poniżej górnej powierzchni pokrywy lodowej [4]. Schematyczny przekrój koryta z pokrywą lodową przedstawia rysunek 3. Problem komplikuje się w przypadku nieregularnej pokrywy i wtedy musimy odwołać się do wartości średniej na całej szerokości koryta. Zmodyfikowany wzór Manninga ma następującą postać (2)

$$V_0 = 1/n_0 \cdot R_0^{2/3} \cdot S^{1/2} \quad (2)$$

gdzie:

$n_0$  – wypadkowy współczynnik szorstkości uwzględniający szorstkość dna koryta i szorstkość dolnej powierzchni pokrywy lodowej ( $s/m^{1/3}$ )

$R_0$  – wypadkowy promień hydrauliczny uwzględniający obwód zwilżony dna, brzegów i pokrywy lodowej (m).

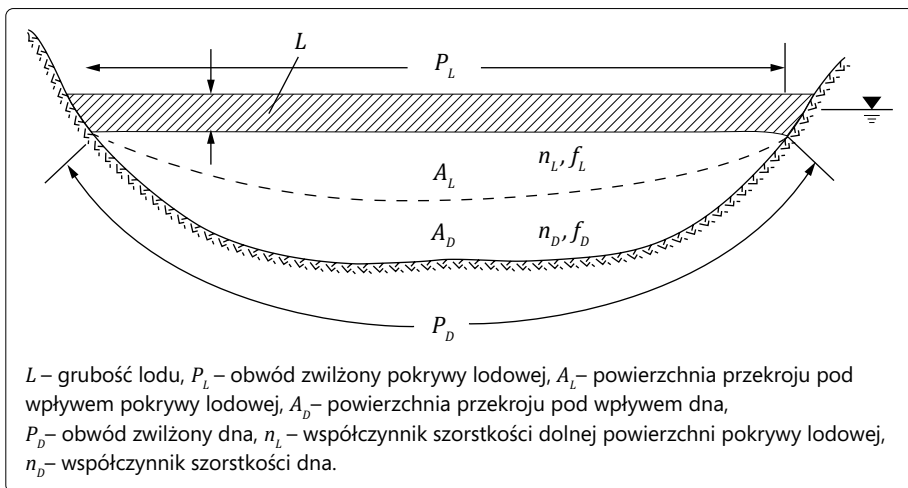
Określenie wypadkowego współczynnika szorstkości pochłonęło wiele badań [7]. Powszechnie stosowanym wzorem do określenia jego wartości jest wzór Sabaniejewa (3).

$$n_0 = \left( \frac{n_L^{3/2} + n_D^{3/2}}{2} \right)^{2/3} \quad (3)$$

Porównanie natężenia przepływu w tym samym przekroju ze swobodnym zwierciadłem wody i z ciągłą pokrywą lodową przedstawi następujące obliczenie.

**Dane wyjściowe:**

- powierzchnia przepływu przy swobodnym zw. wody  $A_L = 128 \text{ m}^2$ ,
- szerokość koryta z ciągłą pokrywą lodową  $P_L = 80 \text{ m}$ ,
- współczynnik szorstkości dna  $n = 0,030$ ,
- współczynnik szorstkości dolnej powierzchni lodu  $n_L = 0,040$ ,



Rys. 3. Schematyczny przekrój koryta z pokrywą lodową

- obwód zwilżony dna (swobodne zw. wody)  $P_D = 95 \text{ m}$ ,
- grubość pokrywy lodowej  $L = 0,10 \text{ m}$ ,
- spadek podłużny kanału  $S = 0,00035$ .

**Obliczenia dla przepływu**

**o swobodnym zwierciadle wody:**

- Promień hydrauliczny

$$R = \frac{A}{P} = \frac{128}{95} = 1,35 \text{ m}$$

- Średnia prędkość przepływu

$$V = \frac{1}{n} \cdot R^{2/3} \cdot S^{1/2} = \frac{1}{0,30} \cdot \frac{1,352}{3} \cdot \frac{0,000351}{2} = 0,76 \text{ m/s}$$

- Przepływ  $Q = V \cdot A = 0,76 \cdot 128 = 97,28 \text{ m}^3/\text{s}$

**Obliczenia dla przepływu**

**z pokrywą lodową:**

- Obwód zwilżony  $P_0 = P_D + P_L = 95 + 80 = 175 \text{ m}$
- Powierzchnia przepływu dla koryta z pokrywą lodową  $A_L = A - P \cdot 0,97 \cdot 0,10 = 120,2 \text{ m}^2$
- Wypadkowy współczynnik szorstkości  $n_0 = 0,035$  (według wzoru Sabaniejewa)
- Promień hydrauliczny dla przekroju z pokrywą lodową  $R_0 = A_0/P_0 = 120,2/175 = 0,69 \text{ m}$
- Średnia prędkość przepływu w korycie z pokrywą lodową  $V_0 = 1/n_0 \cdot R_0^{2/3} \cdot S^{1/2} = 0,42 \text{ m/s}$
- Przepływ w korycie z pokrywą lodową  $Q_0 = V_0 \cdot A_0 = 0,42 \cdot 120,2 = 50,48 \text{ m}^3/\text{s}$

Ten przykład pokazuje wyraźnie, że przepustowość kanału przy swobodnym zw. wody ( $97,28 \text{ m}^3/\text{s}$ ) jest dużo większa od przepustowości tego samego kanału

z pokrywą lodową ( $50,48 \text{ m}^3/\text{s}$ ). Wynika to z dużo mniejszego promienia hydraulicznego, mniejszej powierzchni przepływu i większego współczynnika szorstkości, bowiem szorstkość dolnej powierzchni pokrywy lodowej jest zazwyczaj większa od szorstkości dna koryta. Wynika stąd wniosek, że jeżeli zaistnieje potrzeba zwiększenia przepustowości kanału z pokrywą lodową, należy zwiększyć jego napełnienie. Przepustowość kanału w znacznym stopniu zależy od szorstkości dolnej powierzchni pokrywy lodowej.

**Zagrożenia spowodowane zjawiskami lodowymi**

Pojawienie się różnych form lodowych na wodach śródlądowych powoduje szereg utrudnień w szeroko pojętej gospodarce wodnej. Możemy wyróżnić tu następujące problemy.

**Problemy w elektrowniach wodnych**

Problemy związane z wystąpieniem zjawisk lodowych dotyczą zmniejszenia spadów oraz zmniejszenia natężenia przepływu na turbinie [3]. Utrzymanie wymaganego stanu wody górnej przy istnieniu pokrywy lodowej zmniejsza natężenie przepływu, natomiast w stanowisku dolnym następuje podwyższenie stanu wody, a tym samym zmniejszenie spadów. Tak więc zmniejszenie przepływu i spadów wpływa ujemnie na moc turbin. Jedynym rozwiązaniem, w stanowisku górnym, jest uzyskanie możliwie gładkiej pokrywy lodowej o małym współczynniku szorstkości dolnej powierzchni pokrywy lodowej. Osiągnięcie tego celu w stanowisku dolnym jest praktycznie niemożliwe ze względu na burzliwy wypływ wody z turbin.

Drugim problemem, jaki zagraża elektrowni wodnej jest obmarzanie krat wlotowych

śryżem, który w wodzie przechłodzonej może całkowicie zablokować kraty wlotowe i zamknąć dopływ wody do turbin. Rozwiązaniem tego problemu są podgrzewane kraty wlotowe. Najczęściej stosuje się podgrzewanie elektryczne, co jednak pochłania energię. Innym rozwiązaniem jest doprowadzenie technologicznej wody podgrzanej przed kraty wlotowe. Oba rozwiązania są skuteczne.

Na kanałach derywacyjnych doprowadzających wodę do elektrowni wodnych problemem jest uzyskanie jak największego dopływu wody do turbin w warunkach wystąpienia pokrywy lodowej. Maksymalne napełnienie kanału jest ograniczone warunkami hydraulicznymi, natomiast pokrywa lodowa radykalnie zmniejsza przepływ. Częściowa poprawa tej sytuacji może nastąpić przez zmniejszenie oporów przepływu na dolnej powierzchni pokrywy lodowej przez utworzenie gładkiego lodu. Bardzo często wyłącza się pracę elektrowni i zatrzymuje przepływ na kanale derywacyjnym na dwa, a nawet trzy dni, aby na stojącej wodzie w kanale utworzył się gładki lód krystaliczny, co przyczyni się do zwiększenia przepływu w ciągu następnego dnia eksploatacji elektrowni i zwiększenia produkcji energii elektrycznej.

Problemy lodowe występują również na zbiornikach górnych elektrowni szczytowo-pompowych, w których występują częste i o dużym zasięgu zmiany poziomu zw. wody. Przy niskich temperaturach powietrza powoduje to tworzenie się oblodzeń skarp zbiornika, które narastają w miarę upływu czasu i powodują zmniejszenie pojemności zbiornika górnego.

### **Utrudnienia w żegludze śródlądowej**

Żegluga śródlądowa w dużej mierze zależy od warunków panujących na drogach wodnych. Warunki te z jednej strony ogranicza istnienie i grubość pokrywy lodowej, a z drugiej wielkość przepływu (za duży lub za mały). O warunkach tych i możliwościach żeglugi informują na bieżąco Regionalne Zarządy Gospodarki Wodnej dla poszczególnych odcinków dróg wodnych. W przypadku wystąpienia ciągłej pokrywy lodowej istotnym rozwiązaniem są lodołamacze. Współczesne jednostki dysponują dużą mocą i mogą połamać nawet gruby lód. Istnieje wiele technik lodołamania. Lodołamacze służą również do usuwania zatorów lodowych i udraż-

niania dróg śródlądowych. Warto przypomnieć ważną drogę wodną przebiegającą przez Wielkie Jeziora na pograniczu Kanady i Stanów Zjednoczonych oraz rzekę Św. Wawrzyńca, która jest utrzymywana w ciągłym stanie dostępności mimo bardzo mroźnego klimatu.

Lodołamanie [8] jak sama nazwa wskazuje polega na kruszeniu pokrywy lodowej na rzekach, kanałach żeglugowych, jeziorach, zbiornikach oraz w portach śródlądowych. Lodołamanie może być prowadzone w aspekcie osiągnięcia dwóch podstawowych celów:

- umożliwienie lub przedłużenie okresu żeglugi śródlądowej,
- ograniczenie lub przeciwdziałanie tworzeniu się zatorów lodowych.

Pierwszy cel ma bardzo istotne znaczenie na kontynencie północnoamerykańskim, gdzie żegluga śródlądowa ma bardzo duży udział w systemie transportowym. Natomiast drugi cel odnosi się głównie do szeregu rzek takich jak: Niemen, Wisła, Odra, Warta, Łaba. Jednym z problemów tych rzek jest kierunek ich spływu z południa na północ. Podczas gdy na południowych odcinkach tych rzek następuje ruszenie lodów, to na odcinkach północnych nadal utrzymuje się stała pokrywa lodowa, co uniemożliwia spływ lodu i wyższych przepływów wywołanych topnieniem śniegu i lodu. Przy lodołamaniu bardzo istotnym elementem, który należy brać pod uwagę, jest struktura lodu. Może ona występować jako stały lód krystaliczny o różnej grubości, konglomerat zmarzniętych kier i krążków śryżowych, lepa śryżowa czy lód stały z podbitkami śryżowymi. Grubość pokrywy lodowej na rzekach polskich (Wisła, Odra, Warta) dochodzi nieraz do 0,60 m. Największe problemy związane ze zlodzeniem występują na dolnej Wiśle i dolnej Odrze.

Problematyka lodołamania występuje stosunkowo rzadko w polskiej literaturze technicznej. Pozycją omawiającą szeroko tę problematykę jest książka Lodołamanie [8]. Na początku XIX wieku zaczęto stosować różnego rodzaju narzędzia do kruszenia lodu. Były to siekiery, piły oraz sanie. Użycie siekier, pił lodowych czy łomów wymagało zaangażowania dużej ilości robotników. Sanie o specjalnych płozach i mocno obciążone były poruszane siłą mięśni kilkudziesięciu robotników. Efekty tych działań były bardzo ograniczone. Na-



Fot. 1. Pokrywa lodowa na zbiorniku Włocławek

stępnie zaczęto stosować do łamania lodu małe jednostki pływające oraz materiały wybuchowe. Efekt stosowania materiałów wybuchowych był dobry, ale niestety bardzo kosztowny. Wobec ograniczonych efektów lodołamania dotychczasowymi prymitywnymi metodami, zaczęto poszukiwać nowych rozwiązań w postaci pływających jednostek o mocnej konstrukcji kadłuba i silnym napędzie. W wyniku licznych prób laboratoryjnych i obserwacji w naturze, dzisiejsze lodołamacze są już jednostkami, które potrafią operować w różnych warunkach lodowych. Warunkiem niezbędnym działania lodołamaczy jest odpowiednia głębokość wody rzędu około 2 m. Okres lodołamania jest stosunkowo krótki, a utrzymanie i konserwacja odpowiedniej ilości lodołamaczy oraz ich załóg stanowi poważny problem ekonomiczny. Okazuje się, że w obecnych warunkach hydrologicznych na naszych rzekach nie każdej zimy akcja lodołamaczy jest potrzebna.

Lodołamanie dzieli się na: czołowe i liniowe. Lodołamanie czołowe polega na kruszeniu lodu poczynając od jego krawędzi i do tego przeznaczone są lodołamacze czołowe o dużej mocy silników. Lodołamanie liniowe polega na poszerzaniu rynny wykonanej przez lodołamacze czołowe. Do tej akcji stosuje się już lodołamacze liniowe o mniejszej mocy silników. Jeden ze sposobów wykonywania szerokiej rynny w pokrywie lodowej polega na przejeździe lodołamacza i wykonaniu najpierw jedynie wąskiej rynny, a następnie powtórny przejazd tą samą trasą, lecz z dużą prędkością, co wytwarza wysoką falę, a ta

z kolei łamie pokrywę lodową na większej szerokości, dochodzącej nawet do 50 m.

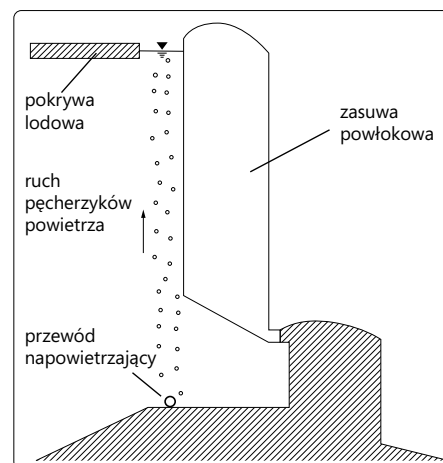
### **Eksploatacja budowli hydrotechnicznych w warunkach zimowych**

Problemy lodowe na budowach piętrzących pojawiają się na różnego rodzaju zamknięciach (zasuw, kłapy, segmenty itp.) w postaci obmarzania ich lodem na skutek wystąpienia nieszczelności i przecieków. Nawet stosunkowo niewielkie przecieki mogą powodować w dłuższym czasie duże nawisy lodowe i przymarzanie części ruchomych zamknięć do części stałych. Może to w konsekwencji uniemożliwić manewrowanie zamknięciami. Drugim poważnym problemem jest przymarzanie pokrywy lodowej do zamknięcia, co może również utrudnić jego manewrowanie. Rozwiązaniem tego problemu może być zainstalowanie elementów grzewczych (najczęściej elektrycznych), wkomponowanych w stałe części budowli. Jest to rozwiązanie skuteczne, ale kosztowne zarówno na etapie inwestycji, jak i eksploatacji. Skutecznym rozwiązaniem przeciw przymarzaniu pokrywy lodowej do zamknięcia jest zainstalowanie urządzenia napowietrzającego na stałym progu przed zasuwą. Ciągły ruch pęcherzyków powietrza ku górze wzdłuż powierzchni zasuw powoduje ruch wody wzdłuż powierzchni odwodnej zasuw i tworzy przed nią przestrzeń wolną od lodu. Takie rozwiązanie zastosowano na jazie stopnia wodnego we Włocławku po doświadczeniach z 1982 r. (rys. 4).

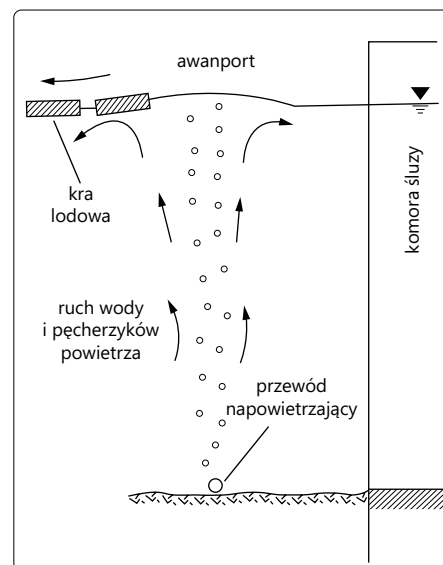
W okresie zimowym występuje często konieczność przepuszczania lodu przez zasuwę lub przelew. Przepuszczanie lodu w formie kry lodowej wymaga szczególnej ostrożności ze względu na możliwość uszkodzenia korony przelewu lub kłapy lodowej oraz niecki do rozpraszania energii. Jest to zależne od grubości i wielkości kry lodowej oraz od natężenia przepływu wody i poziomu wody dolnej. Szczególny problem występuje przy przepuszczaniu lodu ponad kłapami lodowymi, które mogą mieć różne położenie. W przypadku przepuszczania lodu istotne jest określenie minimalnego natężenia przepływu, przy którym nie nastąpi uszkodzenie przelewu lub zasuw przez płynący lód. Ograniczenie natężenia przepływu przez przelew dla przepuszczania lodu ma również aspekt ekonomiczny, bowiem woda ta mogłaby być wykorzystana do produkcji energii elektrycznej przez przepuszcze-

nie jej przez turbiny. Przepuszczanie lodu może mieć jednak priorytet ze względu na bezpieczeństwo przeciwpowodziowe. Prawidłowe zaprojektowanie urządzeń przelewowych i sposób ich eksploatacji jest możliwy w oparciu o hydrauliczne badania modelowe. Zazwyczaj lód w tych badaniach jest modelowany parafiną lub innym tworzywem o gęstości zbliżonej do lodu.

Jednym z bardzo istotnych czynników przy przepuszczaniu lodu przez przelew jest dopływ pokruszonego lodu do przelewu. Istotną rolę odgrywa tu wiatr. Woda dopływająca do przelewu ma niewielką prędkość i w przypadku wiatru wiejącego pod prąd z prędkością kilku metrów na sekundę, może nastąpić całkowite zatrzymanie spływającego lodu, który przy niskich temperaturach będzie szybko zamarzał tworząc litą pokrywę lodową. W takiej sytuacji kruszenie lodu przez lodołamacze w stanowisku górnym jest działaniem bezcelową, bowiem ponownie zamarznęty pokruszony wcześniej lód tworzy powierzchnię lodową o wysokiej szorstkości jej dolnej powierzchni, co zwiększa istotnie opory przepływu. Podobna sytuacja miała miejsce w czasie powodzi zatorowej na zbiorniku Włocławek w 1982 r. Silny wiatr wiejący pod prąd całkowicie uniemożliwiał dopływ lodu na jaz, natomiast kruszenie pokrywy lodowej ładunkami wybuchowymi nie dawało żadnego efektu. Istotny problem występuje zimą w okresie przepuszczania wody przez jaz lub przelew na zaporze. Woda przepływając z dużą prędkością tworzy pył wodny, który osiadając na częściach betonowych zamarza tworząc nieraz duże nawisy lodowe. Mogą one utrudniać eksploatację tych budowli. Pył wodny może również tworzyć niebezpieczne oblodzenia na pobliskich drogach. Poważne problemy występują w okresie niskich temperatur w śluzach żeglugowych. W przypadku utrzymywania żeglugi i korzystania ze śluz żeglugowych w czasie niskich temperatur występuje obrastanie ścian śluz nawisami lodu. Jest to wynikiem śluzowań jednostek i zmian poziomu wody w komorach śluz. Tworzące się nawisy lodowe na ścianach bocznych komór mogą być przeszkodą dla możliwości prześluzowania jednostki ze względu na zmniejszoną szerokość komory. Rozwiązaniem tego problemu są specjalne piły lodowe zamontowane na wózkach jeżdżących wzdłuż ścian komory i obcinające nawisy lodowe. Zainstalowany na dnie awanportu perforowany przewód



Rys. 4. System napowietrzający przed zasuwą powłokową we Włocławku



Rys. 5. Działanie barier powietrznych zabezpieczających przed napływem lodu

połączony ze sprężonym powietrzem powoduje ruch pęcherzyków powietrza ku górze, nieznaczne wypiętrzenie wody i wytworzenie cyrkulacji pionowej przeciwdziałającej dopływowi kry lodowej (rys. 5). Przewód perforowany jest podłączony do sprężarki stale pompującej powietrze. Problemem jest określenie ciśnienia powietrza, rozmieszczenia otworów i ich średnicy w przewodzie perforowanym. Zastosowanie barier powietrznych jest efektywne i często stosowane na drogach śródlądowych żeglugowych eksploatowanych w warunkach zimowych. Zastosowanie barier powietrznych zwiększa koszty eksploatacyjne.

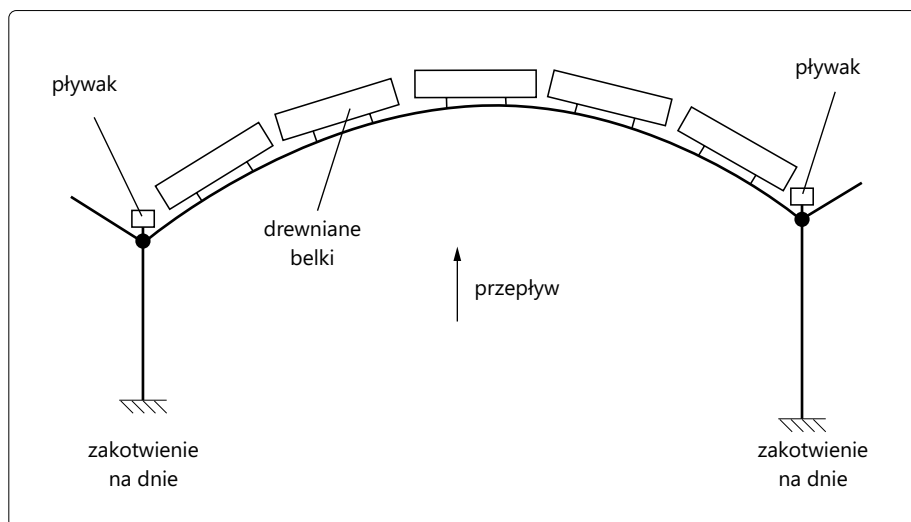
### **Zatory lodowe**

Najważniejszym podejściem do tego problemu jest przeciwdziałanie powstawaniu zatorów. Polega to na usuwaniu wszelkich przeszkód w korytach rzecznych w miejscach zatorogennych, takich jak wypłyceńia, odkłady rumowiska, krzaki, roślinność wodna itp. Chodzi o to, aby w tych miej-

sach na początku zimy nie powstawały odkłady śryżu lub lodu dennego [1]. Poważnym problemem na rzekach i w zbiornikach przepływowych jest tworzenie się znacznych ilości śryżu na odcinkach rzeki położonych powyżej. Tworzenie się śryżu jest uwarunkowane przede wszystkim wymianą ciepła z atmosferą. Aby ograniczyć odpływ ciepła z wody do atmosfery celowe jest jak najszybsze utworzenie pokrywy lodowej, która stanowi bardzo dobrą warstwę izolacyjną między wodą i atmosferą. Jednym ze sposobów często praktykowanych w Stanach Zjednoczonych i w Kanadzie są pływające przegrody (ang. ice boom), na wzór pływających przegród zatrzymujących śmieci i kawałki drewna przed elektrowniami wodnymi (rys. 6). Przegrody takie zatrzymują nie tylko śryż, ale również krę lodową i krążki śryżowe. Tym sposobem powyżej pływającej przegrody szybko tworzy się zwarta pokrywa lodowa.

Ta bardzo prosta konstrukcja składa się z liny nośnej przymocowanej do pływaków zakotwiczonych w dnie. W zależności od szerokości rzeki przegroda może składać się z wielu przęseł. Do liny nośnej przymocowane są różne elementy, często nie drzew. Przegrody muszą być instalowane przed rozpoczęciem sezonu zimowego, co ogranicza możliwości żeglugi na tych odcinkach rzek. W Kanadzie na rzece Św. Wawrzyńca opracowano konstrukcję bramy w przegrodzie umożliwiającej żeglugę, a nawet przepuszczanie lodu. Mankamentem przegród jest również i to, że są to konstrukcje jednorazowego użycia, tylko na jeden sezon, gdyż w momencie ruszenia lodów ulegają one zniszczeniu. Skuteczność przegród jest również ograniczona. Działają one prawidłowo tylko w pewnym zakresie przepływów i związanych z tym prędkości wody. Przy większych prędkościach lód dopływający do przegrody przepływa pod nią.

Po powodzi w 1982 r. zastosowano w górnej części zbiornika Włocławek pływające przegrody przeciwlodowe i przeciw- śryżowe w km 629,9 (przekrój dawnego mostu wiszącego). Projekt przegrody opracował Hydroprojekt Włocławek [6]. Przegroda składała się z czterech przęseł. Była to stalowa lina nośna podwieszona do drewnianych pływaków. Mimo szeregu mankamentów tego rozwiązania, spełniło ono swoje zadanie. Poniżej przegrody pod pokrywą lodo-



Rys. 6. Schemat pływającej przegrody przeciwlodowej

wą stwierdzono jedynie śladowe ilości śryżu. Usuwanie zatorów za pomocą materiałów wybuchowych jest skuteczne tylko do zatorów lodowych, które powstają w czasie wiosennego spływu lodów. Ten sposób powinien być stosowany możliwie szybko po utworzeniu się zatoru. Warunkiem powodzenia jest istnienie powierzchni wolnej od lodu poniżej zatoru, tak aby skruszony wybuchem lód miał możliwość odpłynięcia. Trzeba zdawać sobie sprawę z faktu, że stosowanie materiałów wybuchowych wymaga specjalnych pozwoleń i procedur, co znacznie wydłuża czas rozpoczęcia akcji. Użycie materiałów wybuchowych może być sprzeczne z zasadami ochrony środowiska. Zastosowanie materiałów wybuchowych do zatorów lodowo-śryżowych jest całkowicie nieskuteczne. Wykazała to sytuacja z 1982 r., kiedy pod pokrywą lodową były zgromadzone duże ilości śryżu w formie podbitek. Ładunek umieszczony na pokrywie lodowej po wybuchu powodował powstanie krateru o średnicy kilku metrów, do którego napływała woda i natychmiast zamarzała. Po kilku godzinach sytuacja powracała do stanu z przed wybuchu. Bardzo skutecznym sposobem zwalczania zatorów jest lodołamanie wykonywane przez lodołamacze. Jest ono skuteczne, gdy mamy do czynienia z lodem, bez podbitek śryżowych.

#### Podsumowanie

Pojawienie się różnych form lodowych na rzekach, kanałach, jeziorach, zbiornikach czy zbiornikach przepływowych wywołuje utrudnienia w eksploatacji budowli hydrotechnicznych i hydroenergetycznych. Powstanie lodu na wodach śródlądowych jest złożonym procesem fizycznym zależnym od występujących warunków hydrologicznych i meteorologicznych. Lód powoduje

problemy w eksploatacji różnego rodzaju elektrowni wodnych, w żegludzie czy ujęciach wody. Poważnym zagrożeniem jest tworzenie się zatorów lodowych, które nawet przy niewielkich przepływach mogą powodować groźne powodzie skutkujące poważnymi zniszczeniami.

Z biegiem lat hydrotechnicy opracowali cały szereg metod przeciwdziałania negatywnym skutkom zjawisk lodowych, jak również obliczeń hydraulicznych z obecnością różnych form lodu. Jedną z rozwijających się dobrze w Polsce metod przeciwdziałania zjawiskom lodowym jest lodołamanie, które wymaga specjalistycznych jednostek pływających, wymagających odpowiedniej głębokości do działania.

**Wojciech Majewski**

Institut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku

Grafiki i zdjęcia pochodzą z archiwum autora.

#### Bibliografia:

- Grześ M., (1991) Zatory i powodzie zatorowe na dolnej Wiśle, mechanizmy i warunki, Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania PAN, Warszawa
- Lambor J., (1971) Hydrologia Inżynierska, Arkady, Warszawa
- Majewski W., (1986) Ice problems at hydropower installations and hydraulic structures, Proceedings IAHR Ice Symposium, Iowa City, USA
- Majewski W., 2009, Przepływ w kanałach otwartych z uwzględnieniem zjawisk lodowych, monografia, Wydawnictwo IMGW Warszawa
- Paślowski Z., (1970) Wpływ zjawisk lodowych na przepływ rzeczny, Prace PIHM, Z. 99,
- Polak K., 1989, Przegroda polowa na Wiśle w km 629,9, Informator Projektanta Hydroprojektu nr 3, Wydawnictwo Hydroprojekt Warszawa
- Uzuner M.S., (1975) The composite roughness of ice covered streams, Journal of Hydraulic Research, Vol.13, No 1
- Wrycza T., Lodołamanie, Wydawnictwo „Monolit” Gdynia 1998 r.



Zródło: pixaby

## Własność wód powierzchniowych i gruntów pod wodami w świetle Ustawy Prawo Wodne

**Niewątpliwie woda jest przedmiotem stosunków wodnoprawnych regulowanych przepisami prawa wodnego, których podmiotami, w zależności od rodzaju danego zasobu wodnego, są Skarb Państwa, inne osoby prawne albo osoby fizyczne.**

**W**ody ze swej natury nie są rzeczami w rozumieniu przepisu art. 45 KC, nie są zatem objęte ogólnym pojęciem prawa własności rzeczy, lecz stanowią przedmiot odrębnej instytucji prawnej własności wód. Skoro zatem woda nie jest rzeczą w rozumieniu przepisów KC, nie może być przedmiotem stosunku prawa własności w ujęciu cywilistycznym.

### Własność wód

Kwestię własności wód powierzchniowych zdaje się bezspornie rozstrzygać art. 211 ust. 1 ustawy dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (tj. Dz. U. z 2020 r. poz. 310 ze zm., dalej: „Ustawa”), który stanowi, że wody stanowią własność Skarbu Państwa, innych osób prawnych albo osób fizycznych. Powyższe wydawałoby się wyczerpywać kwestię własności wód, gdyby nie liczne wyjątki i obostrzenia zawarte w samej Ustawie. Już

ust. 2 komentowanego na wstępie art. 211 precyzuje, że wody morza terytorialnego, morskie wody wewnętrzne, śródlądowe wody płynące oraz wody podziemne stanowią własność Skarbu Państwa.

### Śródlądowe wody płynące i stojące

Skoro wspomniany art. 211 Ustawy definiuje kategorie wód, które mogą być wyłącznie własnością Skarbu Państwa, na wstępie wyjaśnić należy czym są śródlądowe wody płynące oraz wody podziemne. Zgodnie z definicją zawartą w art. 20 Ustawy, wodami powierzchniowymi są wody morza terytorialnego, morskie wody wewnętrzne oraz śródlądowe wody powierzchniowe. Śródlądowe wody powierzchniowe dzielą się z kolei na śródlądowe wody stojące oraz płynące. Śródlądowe wody płynące to wody w:

- 1) ciekach naturalnych oraz źródłach, z których te cieki biorą początek;

- 2) jeziorach oraz innych naturalnych zbiornikach wodnych o ciągłym albo okresowym naturalnym dopływie lub odpływie wód powierzchniowych;
- 3) sztucznych zbiornikach wodnych usytuowanych na wodach płynących;
- 4) kanałach.

Co ciekawe, powyższe jest emanacją starorzemiejskiej zasady aqua profluens est res communis, co znaczy płynąca woda jest rzeczą wspólną. Konsekwencją powyższego jest zasada wyrażona w art. 211 ust. 4 Ustawy, że śródlądowe wody płynące, będące wodami publicznymi nie podlegają obrotowi cywilnoprawnemu (z zastrzeżeniem wyjątków przewidzianych w Ustawie).

W opozycji do powyższego, wodami śródlądowymi stojącymi są wody śródlądowe w jeziorach oraz innych naturalnych zbiornikach wodnych niezwiązanych bezpośrednio, w sposób naturalny, z powierzchniowymi śródlądowymi wodami płynącymi. Ponadto, przepisy o śródlą-

dowych wodach stojących stosuje się również do wód znajdujących się w zagłębieniach terenu, powstałych w wyniku działalności człowieka, niebędących stawami (zgodnie z definicją ustawową, staw jest urządzeniem wodnym, służącym do kształtowania zasobów wodnych lub korzystania z tych zasobów).

### Wody podziemne

Wodami podziemnymi są natomiast wszystkie wody znajdujące się pod powierzchnią ziemi w strefie nasycenia (zgodnie z encyklopedyczną definicją jest to górna strefa skorupy ziemskiej, w której wolne przestrzenie w skałach (pory, szczeliny i różnego rodzaju pustki) są w całości wypełnione wolną wodą podziemną), w tym wody gruntowe, pozostające w bezpośredniej styczności z gruntem lub podglebiem.

### Własność śródlądowych wód stojących

Powyższe rozważania prowadzą do konkluzji, że prywatna własność wód może odnosić się przede wszystkim do śródlądowych wód stojących. Powyższe zdaje się potwierdzać np. art. 214 Ustawy, zgodnie z którym śródlądowe wody stojące, woda w rowie oraz woda w stawie, który nie jest napełniany w ramach usług wodnych, ale wyłącznie wodami opadowymi lub roztopowymi lub wodami gruntowymi, znajdujące się w granicach nieruchomości gruntowej, stanowią własność właściciela tej nieruchomości. Wydaje się zatem uzasadniona konkluzja i ogólna reguła stanowiąca, że właścicielem śródlądowych wód stojących jest właściciel nieruchomości, w obrębie której taka woda się znajduje.

*Właścicielem śródlądowych wód stojących jest właściciel nieruchomości, w obrębie której taka woda się znajduje.*

### Obowiązki właściciela wód

Własność wód wiąże się z określonymi przez Ustawę obowiązkami nałożonymi na każdorazowego właściciela śródlądowych wód powierzchniowych. Zgodnie z art. 231 Ustawy, właściciel takiej wody zobowiązany jest do:

- 1) zapewnienia osiągnięcia celów środowiskowych, o których mowa w art. 56, art. 57, art. 59 oraz w art. 61 Ustawy (m. in. ochrona i poprawa stanu ekologicznego i chemicznego);
- 2) utrzymywania w należytym stanie technicznym koryta cieków naturalnych oraz kanałów, będących w jego władaniu;

- 3) zapewnienia swobodnego spływu wód powodziowych oraz lodów;
- 4) współuczestniczenia w odbudowywaniu ekosystemów zdegradowanych przez niewłaściwą eksploatację zasobów wodnych;
- 5) umożliwienia wykonywania obserwacji i pomiarów hydrologiczno-meteorologicznych oraz hydrogeologicznych.

### Własność gruntów pod wodami

W doktrynie przyjęło się, że u podstaw koncepcji własności gruntu pod wodami w prawie wodnym leży ogólna zasada „czyjego woda tego grunt”. Zgodnie z tą zasadą problem własności gruntu jest wtórny wobec własności wody, a więc to własność wody jest determinantem własności gruntu. Co do zasady, ujęcie tej kwestii w powyższy sposób należy uznać za prawidłowe (przede wszystkim ze względu na aspekt pragmatyczny) i zgodzić się, że własność gruntów pod wodami winna być pochodną własności wód, co rzeczywiście znajduje odzwierciedlenie w prawie wodnym.

### Własność Skarbu Państwa

W zakresie gruntów pokrytych śródlądowymi wodami płynącymi, wodami morza terytorialnego oraz morskimi wodami wewnętrznymi, czyli wodami stanowiącymi własność Skarbu Państwa, kwestia ich własności jest niezwykle prosta. Zgodnie z art. 216 ust. 1 Ustawy - grunty pokryte śródlądowymi wodami płynącymi, wodami morza terytorialnego oraz morskimi wodami wewnętrznymi stanowią własność właściciela tych wód, czyli Skarbu Państwa. Co więcej, co wynika wprost z Ustawy (art. 216 ust. 2), grunty takie wyłączone są z obrotu cywilnoprawnego (z zastrzeżeniem wyjątków przewidzianych w ustawach). Wszelkie umowy rozporządzające takimi gruntami, zawarte bez ustawowego upoważnienia, jako sprzeczne z prawem, obarczone będą wadą nieważności.

### Grunty pokryte śródlądowymi wodami stojącymi

Własność gruntów pokrytych śródlądowymi wodami stojącymi wynika wprost z komentowanego wcześniej art. 214 Ustawy. Skoro bowiem własność śródlądowej wody stojącej skorelowana jest z nieruchomością, w granicach której woda się znajduje, brak jest podstaw, aby uznać, iż właścicielem gruntu pod wodą jest inna osoba, niż właściciel gruntu i wody stoją-

cej. Powyższe zdaje się potwierdzać również art. 33 Ustawy, zgodnie z którym właścicielowi gruntu przysługuje prawo do zwykłego korzystania z wód, stanowiących jego własność oraz z wód podziemnych, znajdujących się w jego gruncie (zwykłe korzystanie służy zaspokojeniu potrzeb własnego gospodarstwa domowego lub własnego gospodarstwa rolnego), co obrazuje nierozzerwalność własności wód i gruntu znajdujących się pod wodą. Brak jest również prawnych przesłanek wyłączenia z obrotu śródlądowych wód stojących i znajdującego się pod nimi gruntu, zarówno w zakresie wód i gruntów należących do Skarbu Państwa, jak i właścicieli prywatnych. Kompleksy takie mogą i w praktyce są przedmiotem transakcji, przenoszących własność nieruchomości.

### Podsumowanie

Reasumując, pomimo faktu, że woda nie jest rzeczą w ujęciu cywilnoprawnym, ustawa prawo wodne reguluje szczególne zasady własności wody powierzchniowej. Ponadto, pomimo istnienia nierozzerwalnego związku pomiędzy własnością gruntu, na którym znajduje się woda a samą wodą, Ustawa przewiduje swoisty dualizm własności obu tych elementów.

Co istotne, Ustawa przewiduje rozległy katalog wód i gruntów pod nimi, które mogą być własnością wyłącznie Skarbu Państwa i są wyłączone z obrotu. Powyższe dotyczy przede wszystkim wód płynących i wód morza terytorialnego, oraz morskich wód wewnętrznych. Przedmiotem własności podmiotów innych niż Skarb Państwa mogą być zatem wyłącznie śródlądowe wody stojące, które są własnością właścicieli gruntu, na którym taki zbiornik jest położony.



**dr Rafał Trzeciakowski**

Radca prawny  
Grabowski i Wspólnicy  
Kancelaria Radców Prawnych sp. k.

# Nie szkodzić sektorowi energetyki wodnej – nowy obowiązek krajów członkowskich UE

Szeroko komentowane rozporządzenie w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych zostało wreszcie przyjęte. Założone w nim cele są ambitne i spójne z działaniami na rzecz wykorzystania odnawialnych źródeł energii w celu osiągnięcia zerowej emisji gazów cieplarnianych netto do 2050 roku. Teraz jednak wszystko będzie zależało od szczebla krajowego. Państwa członkowskie UE muszą opracować swoje strategie odbudowy zgodnie ze swoimi planami energetycznymi i klimatycznymi, nie szkodząc przy tym sektorowi hydroenergetycznemu.

W ostatniej chwili, po zmianie stanowiska przez rząd Austrii, Rada UE mogła formalnie przyjąć bardzo kontrowersyjne rozporządzenie dotyczące odbudowy zasobów przyrodniczych. Miało to miejsce siedemnastego czerwca 2024 roku podczas posiedzenia Rady ds. Środowiska w Luksemburgu. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie odbudowy przyrody oraz zmieniające Rozporządzenie (UE) 2022/869 (rozporządzenie o odbudowie zasobów przyrodniczych) zostało przyjęte kwalifikowaną większością 20 krajów i 66% reprezentowanej populacji europejskiej. 20 państw członkowskich głosowało za, 6 przeciw, a 1 państwo członkowskie (Belgia) wstrzymało się od głosu.

To prawo UE dotyczące odbudowy przyrody jest kluczową częścią Europejskiego Zielonego Ładu, którego główne cele to przekształcenie Europy w społeczeństwo zrównoważone i dekarbonizacja UE, z zamiarem osiągnięcia zerowych emisji gazów cieplarnianych netto do 2050 roku. Rozporządzenie jest częścią Strategii Bioróżnorodności UE i stanowi pierwsze znaczące uzupełnienie europejskiego ustawodawstwa środowiskowego od ponad dwudziestu lat. Celem jest dostosowanie istniejącego ustawodawstwa UE dotyczącego ochrony przyrody oraz wprowadzenie dodatkowych wiążących środków mających na celu odbudowę zniszczonych siedlisk, zwłaszcza tych, które mają największy potencjał do po-



Fot. Mała elektrownia wodna Heinzenmühle, Górná Frankonia, Niemcy

chłaniania CO<sub>2</sub> oraz zapobiegania lub zmniejszania skutków klęsk żywiołowych.

Ponieważ ten akt prawny jest rozporządzeniem, będzie bezpośrednio i automatycznie obowiązującym od dnia jego wejścia w życie we wszystkich państwach członkowskich.

## Cel i wdrażanie rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

Rozporządzenie o odbudowie zasobów przyrodniczych ustanawia prawnie wiążące cele dla państw członkowskich, dotyczące odbudowy 20% zdegradowanych ekosystemów lądowych i morskich do 2030 roku, a wszystkich ekosystemów wymagających odbudowy do 2050 roku<sup>1</sup>. Aby osiągnąć te cele, państwa członkowskie muszą odbudować co najmniej 30% siedlisk objętych tym rozporządzeniem<sup>2</sup> ze złego do dobrego stanu do 2030 roku, 60% do 2040 roku i 90% do 2050 roku<sup>3</sup>. Obszary poddane działaniom odbudowy muszą wykazywać ciągłą poprawę stanu siedlisk, aż do osiągnięcia dobrego stanu, a państwa członkowskie muszą zapewnić, że stan ekosystemów nie pogorszy się przed ani po odbudowie<sup>4</sup>. „Dobry stan” typu siedliska jest zdefiniowany w rozporządzeniu jako „stan, w którym jego kluczowe cechy, w szczególności jego struktura i funkcje oraz typowe gatunki lub typowy skład gatunkowy, odzwierciedlają wysoki poziom integralności

ekologicznej, stabilności i odporności niezbędnej do zapewnienia jego długoterminowego utrzymania, a tym samym przyczyniają się do osiągnięcia lub utrzymania korzystnego stanu ochrony zgodnie z dyrektywą siedliskową, a w ekosystemach morskich przyczyniają się do osiągnięcia lub utrzymania dobrego stanu środowiska zgodnie z dyrektywą ramową w sprawie strategii morskiej”<sup>5</sup>.

Państwa członkowskie UE będą musiały opracować krajowe plany odbudowy, które zostaną przedłożone Komisji Europejskiej w ciągu dwóch lat od wejścia w życie rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych. Krajowe plany muszą obejmować okres do 2050 roku, nie zapominając o pośrednich celach na lata 2030 i 2040. Przy wdrażaniu planów i działań odbudowy, państwa członkowskie muszą nadać priorytet obszarom, które nie są w dobrym stanie i które znajdują się w obrębie obszarów Natura 2000<sup>6</sup>.

Aby zapewnić skuteczne wdrażanie rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych, Komisja Europejska, poprzez akty wykonawcze, ustanowi jednolity format dla krajowych planów odbudowy<sup>7</sup> oraz opracuje wytyczne dotyczące działań odbudowy i praktyk zarządzania odbudową. Krajowe plany odbudowy będą obejmować wyniki ocen ekosystemów, potrzeby odbudowy oraz działania oparte na mapowaniu i inwentaryzacji, a także

<sup>1</sup> Art. 1 ust. 2 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>2</sup> Lista w Załączniku I Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>3</sup> Art. 4 ust. 1 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>4</sup> Art. 4 i Art. 5 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>5</sup> Art. 3 ust. 4 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>6</sup> Art. 4 ust. 1 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>7</sup> Art. 12 ust. 4 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

harmonogram i koszty wdrażania działań odbudowy<sup>8</sup>. Od 2030 roku państwa członkowskie będą musiały raportować co najmniej co trzy lata do Komisji Europejskiej o wdrożonych działaniach odbudowy oraz wynikach monitoringu.

### Konsekwencje dla sektora energetyki wodnej

Państwa członkowskie UE muszą zapewnić synergii z nową dyrektywą w sprawie odnawialnych źródeł energii<sup>9</sup> oraz koordynować swoje krajowe plany odbudowy z mapowaniem obszarów niezbędnych dla krajowego wkładu w realizację celu Unii dotyczącego co najmniej 42,5% energii odnawialnej do 2030 roku.

Obowiązek państw członkowskich dotyczący zapobiegania pogorszeniu stanu ekosystemów nie dotyczy pogorszenia spowodowanego projektami związanymi z odnawialnymi źródłami energii, ich połączeniem z siecią i samą siecią, a także magazynami energii poza obszarami Natura 2000<sup>10</sup>. Obowiązek ten dotyczy również energetyki wodnej.

Odnawialne źródła energii są uznawane za będące w nadrzędnym interesie publicznym i nie jest konieczne udowadnianie, że nie ma dostępnych mniej szkodliwych alternatywnych rozwiązań, jeśli przeprowadzono strategiczną ocenę środowiskową<sup>11</sup> lub ocenę oddziaływania na środowisko<sup>12, 13</sup>. Jednak państwa członkowskie mogą ograniczyć to domniemanie do niektórych rodzajów technologii w uzasadnionych i konkretnych okolicznościach, zgodnie z celami określonymi w swoich krajowych planach energetycznych i klimatycznych<sup>14</sup>. Dlatego należy uważnie śledzić działania wdrożeniowe państw członkowskich, aby zapewnić utrzymanie i rozwój energetyki wodnej.

Rozporządzenie o odbudowie zasobów przyrodniczych zakłada cel odbudowy co najmniej 25 000 km rzek do stanu swobodnie płynących do 2030 roku, poprzez

usunięcie sztucznych barier<sup>15</sup>. „Swobodnie płynąca rzeka” jest obecnie zdefiniowana przez rozporządzenie jako „rzeka lub odcinek rzeki, której podłużna, boczna i pionowa łączność nie jest zakłócona przez sztuczne struktury tworzące barierę i której naturalne funkcje są w dużej mierze niezakłócone”<sup>16</sup>. Państwa członkowskie będą musiały sporządzić inwentaryzację sztucznych barier na wodach powierzchniowych, zidentyfikować sztuczne bariery, które trzeba usunąć, aby osiągnąć cele odbudowy oraz przygotować mapę drogową usuwania tych barier<sup>17</sup>. Może to bezpośrednio wpłynąć na energetykę wodną. Jednak państwa członkowskie powinny przede wszystkim usunąć zbędne bariery (tj. sztuczne bariery, które nie są już potrzebne). W związku z tym, państwa członkowskie będą musiały uzasadnić, że wszystkie zbędne bariery zidentyfikowane w planie odbudowy zostaną usunięte przed planowaniem usunięcia innych sztucznych barier. Ponadto energetyka wodna jest uznawana za będącą w nadrzędnym interesie publicznym, co powinno być brane pod uwagę przy ustalaniu priorytetów dotyczących sztucznych barier do usunięcia.

Równoległe do wdrażania rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych, Komisja Europejska, państwa członkowskie UE i odpowiednie zainteresowane strony pracują nad dokumentem wytycznych dotyczącym koncepcji swobodnie płynących rzek. Należy tu podkreślić, że na tym etapie negocjacji istnieje szeroki konsensus, aby nie wyburzać żadnych istniejących elektrowni wodnych. Tylko sztuczne bariery, które nie są już potrzebne do produkcji energii, żeglugi, zaopatrzenia w wodę lub ochrony przed powodzią, powinny być usuwane.

W tym kontekście Komisja Europejska przedstawiła metodologię prawną definicji swobodnie płynącej rzeki, która obejmuje cztery wymiary łączności (podłużny, boczny, pionowy, czasowy). Członkowie grupy roboczej będą zbierać studia projektów i propozycje aktualizacji metodologii w ciągu najbliższych miesięcy, zanim przedstawią wstępne wyniki na początku 2025 roku. Dokument wytycznych jest przewidziany na wiosnę przyszłego roku.

Rozporządzenie o odbudowie zasobów przyrodniczych, a zwłaszcza definicja swobodnie płynącej rzeki, zostanie uwzględnione w planowanej rewizji dyrektywy wodnej. Po ponad 20 latach daje to możliwość sektorowi energetyki wodnej dostosowania restrykcyjnych zapisów prawnych do faktu, że energetyka wodna i dobry stan ekologiczny rzeki mogą iść w parze. Małe elektrownie wodne tworzą siedliska dla rzadkich i cennych roślin wodnych i ptaków oraz ryb, wzbogacają wodę w tlen i oczyszczają rzeki z wszelkiego rodzaju płynących zanieczyszczeń.

### EREF – działania na rzecz energetyki wodnej

Europejska Federacja Energetyki Odnawialnej (EREF) prowadzi grupę interesariuszy energetyki wodnej zajmującą się kwestiami bioróżnorodności w ramach projektu UE ETIP Hydropower, gromadząc przykłady najnowocześniejszych elektrowni wodnych i istniejących rozwiązań służących rozwiązywaniu kluczowych problemów bioróżnorodności. Grupa ta będzie tworzyć zwarte karty informacyjne i rekomendacje, które zostaną przekazane decydom pracującym nad tym ustawodawstwem na szczeblu krajowym i europejskim.

Dzięki wsparciu swoich członków, EREF będzie informować nowo wybranych decydom w Parlamencie Europejskim i Komisji Europejskiej o korzyściach i możliwościach, jakie daje energetyka wodna oraz kontynuować działania na rzecz jej rozwoju jako istotnego i koniecznego wkładu w europejskie cele klimatyczne, środowiskowe i energetyczne.



**Dirk Hendricks**  
Sekretarz generalny  
Europejska Federacja Energetyki Odnawialnej



**Yola Traum**  
Doradca ds. polityki i prawa  
Europejska Federacja Energetyki Odnawialnej

<sup>8</sup> Art. 15 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>9</sup> Dyrektywa (UE) 2023/2413 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 oraz dyrektywę 98/70/WE w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652

<sup>10</sup> Art. 6 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>11</sup> Dyrektywa 2001/42/WE Parlamentu Europejskiego i Rady

<sup>12</sup> Dyrektywa 2011/92/UE Parlamentu Europejskiego i Rady

<sup>13</sup> Art. 6 ust. 1 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>14</sup> Art. 6 ust. 2 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>15</sup> Strategia Bioróżnorodności UE oraz Art. 9 ust. 1 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>16</sup> Art. 3 ust. 22 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

<sup>17</sup> Art. 9 i Art. 14 Rozporządzenia o odbudowie zasobów przyrodniczych

# Wzmacnianie roli sektora małej energetyki wodnej w Europie

**Mała energetyka wodna może odegrać kluczową rolę w transformacji energetycznej Europy — wspiera stabilność sieci, magazynowanie energii i adaptację do zmian klimatu. Mimo to wciąż pozostaje w cieniu innych OZE, ograniczana barierami prawnymi i brakiem wsparcia. Rosnące ambicje UE w zakresie OZE i odbudowy przyrody wymagają nowego, bardziej zrównoważonego podejścia do tego sektora.**

Pierwsza kadencja Ursuli von der Leyen jako Przewodniczącej Komisji Europejskiej została zdefiniowana przez Europejski Zielony Ład — kompleksową strategię mającą na celu doprowadzenie Unii Europejskiej do neutralności klimatycznej i zrównoważonego rozwoju. W swojej drugiej kadencji Ursula von der Leyen skoncentrowała się na następcy Zielonego Ładu — Pakcie na rzecz czystego przemysłu (Clean Industrial Deal), który ma na celu połączenie dążeń do dekarbonizacji i konkurencyjności w spójną strategię rozwoju. Opublikowany pod koniec lutego 2025 roku Pakt na rzecz czystego przemysłu przedstawia plany, które obejmują m.in.: obniżenie cen energii, dynamizację inwestycji w energetykę odnawialną oraz przywrócenie przemysłowej siły i przywództwa Europy w procesie transformacji klimatycznej.

Równoległe do tych nowych inicjatyw i zmian legislacyjnych na poziomie UE rządy państw członkowskich Unii Europejskiej muszą wdrożyć do prawa krajowego najnowsze unijne przepisy w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. Należy podkreślić, że większość tej legislacji unijnej — jak na przykład znówelizowana dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED III) — może być wykorzystywana do promowania energetyki wodnej. Ostateczna decyzja oraz zakres jej wdrożenia pozostają jednak w gestii państw członkowskich UE.

## Dyrektywa RED III do promowania energetyki wodnej

Mimo nowego określenia „Pakt dla czystego przemysłu” Komisja Europejska nadal postrzega dalszy rozwój OZE (oraz efektywność energetyczną) jako ważne na-



Fot. Elektrownia wodna Hunderfossen, Norwegia

rządzie umożliwiające energetyczne uniezależnienie Europy oraz zapewnienie taniej energii. Znowelizowana dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED III) odgrywa w tym kluczową rolę. Jednak mimo tych działań i dostępnych możliwości dla państw członkowskich, przed inwestorami planującymi budowę małych elektrowni wodnych wciąż stoją poważne wyzwania. Należą do nich opóźnienia we wdrożeniu dyrektywy RED III, potrzeba przeprowadzania szczegółowych ocen oddziaływania na środowisko oraz brak chęci politycznej, by wykorzystać możliwości i korzyści wynikające z inwestycji w małe elektrownie wodne. Mimo uznania energetyki odnawialnej za kwestię o nadrzędnym interesie publicznym wielu interesariuszy energetyki wodnej wyraziło frustrację z powodu utrzymujących się przeszkód administracyjnych i legislacyjnych. Problem ten jest szczególnie widoczny w przypadku braku obligatoryjnego włączenia energetyki wodnej do tzw. obszarów przyspieszonego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OPRO), które umożliwiałyby szybsze procedury wydawania pozwoleń oraz skrócenie procedur legislacyjnych. Nadszedł czas, aby rządy państw członkowskich wykorzystwały możliwości przewidziane przez odpowiednią legislację unijną dla sektora energetyki wodnej.

## Możliwości MEW w zakresie magazynowania energii

Uznanie małej energetyki wodnej za ważne źródło energii odnawialnej jest niezbędne, biorąc pod uwagę jej zdolność do wspierania elastyczności, magazynowania energii i zarządzania przeciążeniami. Te zalety sprawiają, że mała energetyka wodna odgrywa kluczową rolę w umożliwianiu integracji bardziej zmiennych źródeł energii

odnawialnej, takich jak fotowoltaika i energia wiatrowa, jednocześnie przyczyniając się do decentralizacji i stabilności sieci elektroenergetycznej. Równoległe z planami Komisji Europejskiej dotyczącymi aktualizacji zaleceń w sprawie magazynowania energii (C/2023/1729) deweloperzy projektów i decydenci analizują możliwości wykorzystania małych i średnich elektrowni szczytowo-pompowych w celu zwiększenia regionalnych zdolności do magazynowania nadwyżek energii ze źródeł odnawialnych. EREF i jego grupy robocze są w trakcie opracowywania zaleceń dla decydentów oraz przygotowywania przykładów najlepszych praktyk.

## Rozporządzenie w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych

Równoległe do wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE w państwach członkowskich UE na mocy dyrektywy RED III, rządy mają także za zadanie opracować Krajowe Plany Odbudowy (KPO) do początku września 2026 roku, w związku z wdrażaniem rozporządzenia w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych. Rozporządzenie weszło w życie we wszystkich państwach członkowskich 18 sierpnia 2024 roku. Ustanawia ono wiążące cele prawne, które zakładają odbudowę 20% zdegradowanych ekosystemów lądowych i morskich UE do 2030 roku oraz odbudowę wszystkich ekosystemów wymagających takiej interwencji do 2050 roku. Aby osiągnąć te cele, państwa członkowskie muszą przywrócić co najmniej 30% siedlisk objętych rozporządzeniem w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych ze złego do dobrego stanu do 2030 roku, 60% do 2040 roku i 90% do 2050 roku. Priorytetowo traktowane będą obszary znajdujące się w sieci Natura 2000. Roz-

porządzenie przewiduje m.in. odbudowę 25 000 km ekosystemów rzecznych do 2030 roku. Rządy muszą w swoich krajowych planach odbudowy wskazać obszary odbudowy oraz wymienić środki, które zamierzają podjąć w celu poprawy siedlisk i ekosystemów rzecznych w ciągu najbliższych dwóch dekad. Państwa członkowskie UE powinny zapewnić synergie RED III oraz skoordynować swoje krajowe plany odbudowy z mapowaniem obszarów niezbędnych do realizacji krajowego wkładu w cel odnawialnej energii UE, wynoszący co najmniej 42,5% do 2030 roku. Obowiązek przeciwdziałania pogorszeniu stanu ekosystemów, który spoczywa na państwach członkowskich, nie dotyczy pogorszenia spowodowanego projektami energetyki odnawialnej, ich przyłączeniem do sieci, samą siecią oraz magazynami energii poza obszarami Natura 2000. Ten zapis odnosi się również do energetyki wodnej.

Komisja Europejska jest w trakcie udzielania wsparcia rządów państw członkowskich w opracowywaniu takich planów. W nadchodzących tygodniach planowane jest wydanie rozporządzenia wykonawczego, a także publikacja broszury wyjaśniającej oraz uruchomienie internetowego portalu referencyjnego, który zawiera niezbędne informacje. Jednym z głównych celów rozporządzenia jest ustanowienie 25 000 km tzw. rzek o swobodnym i niezakłóconym biegu. Ramowa Dyrektywa Wodna (RDW) już definiuje ciągłość ekologiczną rzek jako kluczowy element wspierający bioróżnorodność. W ramach procesu Wspólnej Strategii Wdrażania (CIS) Ramowej Dyrektywy Wodnej Komisja, we współpracy z rządami i interesariuszami, w tym EREF i jego członkami, opracowuje nową metodologię ustanawiania rzek o swobodnym przepływie, analizując przykładowe typy rzek w Europie. Po zakończeniu prac jesienią 2025 roku Komisja planuje wykorzystać nową metodologię do wdrażania Rozporządzenia w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych. Zamiar opublikowania metodologii dotyczącej rzek swobodnie płynących jako wytycznych w ramach Wspólnej Strategii Wdrażania (CIS) odzwierciedla stanowisko Komisji w zakresie interpretacji definicji „rzek o wolnym przepływie”, zawartej w artykule 3 Rozporządzenia w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych. Równoległe do tych działań Komisja planuje na 2025 rok zebranie krajowych przykładów dotyczących określania i wdra-

żania przepływów nienaruszalnych (środowiskowych), w celu zidentyfikowania najlepszych praktyk i stosowanych rozwiązań. Pod koniec 2025 roku planowane jest opracowanie pierwszego dokumentu dyskusyjnego na podstawie zgłoszonych przykładów oraz zorganizowanie warsztatów z udziałem interesariuszy, które będą poświęcone najlepszym praktykom w zakresie implementacji przepływów nienaruszalnych. Końcowy raport i zalecenia przewidziane są na koniec 2026 roku.

EREF i jego członkowie ponownie przedstawiają przykłady najlepszych praktyk oraz zalecenia sformułowane przez sektor małej energetyki wodnej. Między innymi EREF przewodniczy grupie roboczej ds. bioróżnorodności w ramach projektu ETIP Hydropower i zbiera opinie interesariuszy oraz ekspertów z branży energetyki wodnej na temat tych zagadnień. Powstałe na tej podstawie Białe Księgi wskazujące potrzebne zmiany polityczne i legislacyjne, mające na celu przyspieszenie rozwoju energetyki wodnej w całej Europie, zostaną przekazane Komisji Europejskiej i Parlamentowi Europejskiemu.

Przedstawiciele europejskiego sektora małej energetyki wodnej dowodzą, że produkcja energii elektrycznej może harmonijnie współistnieć z dbałością o stan ekologiczny rzek. W elektrowniach wodnych zastosowane są bowiem zaawansowane technologie i wykorzystywane najlepsze praktyki, które wspierają ochronę ekosystemów rzecznych — takie jak systemy przepławek dla ryb, specjalistyczne turbiny oraz zrównoważone zarządzanie obiektami, uwzględniające zarówno przepływ wody niezbędny dla środowiska w danym czasie, jak i potrzeby produkcyjne. Na przykład w elektrowni Hunderfossen na rzece Gudbrandsdalslågen w Norwegii w 2023 roku wprowadzono szereg innowacyjnych rozwiązań, które doprowadziły do rekordowych poziomów migracji ryb od czasu budowy zapory. Wśród tych działań znalazły się zoptymalizowany system śluz, zaprojektowany w celu poprawy migracji ryb oraz nowoczesne, automatyczne liczniki rejestrujące ryby migrujące przez przepławki. Tego typu środki podkreślają zaangażowanie sektora energetyki wodnej w integrację proekologicznych rozwiązań z produkcją energii odnawialnej. Warto również wspomnieć, że małe elektrownie wodne mogą

przyczynić się do powstawania nowych i rzadkich siedlisk dla organizmów wodnych, co pozytywnie wpływa na ich ogólny stan ekologiczny.

EREF apeluje do rządów krajowych o wdrożenie Rozporządzenia w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych w sposób, który nie obciąża sektora energetyki wodnej. EREF nadal podkreśla przykłady najlepszych praktyk i bada alternatywne działania służące wdrażaniu wskazanych dyrektyw, aby zagwarantować, że rola małej energetyki wodnej w europejskiej transformacji energetycznej nie zostanie pominięta.

### Europejska Strategia Odporności Wodnej

Aby lepiej przystosować się do coraz częstszych ekstremalnych zjawisk pogodowych, spowodowanych zmianami klimatycznymi, takich jak powódzie i susze, Komisja Europejska opracowuje Europejską Strategię Odporności Wodnej. Jej celem jest zapewnienie wszystkim czystej wody w wystarczającej ilości, ochrona ekosystemów oraz wzmocnienie gospodarki Europy poprzez zrównoważone zarządzanie wodami. EREF podkreśla korzyści płynące z małej energetyki wodnej w kontekście odporności wodnej i adaptacji do zmian klimatycznych. Oprócz produkcji energii odnawialnej energia wodna wspomaga łagodzenie skutków niedoboru wody oraz zapobiega powodziom, poprzez retencjonowanie wody i regulowanie jej przepływów. Świadczenie tych usług z zakresu gospodarki wodnej często jednak wiąże się z dodatkowymi kosztami dla operatorów elektrowni.

Dlatego EREF apeluje do europejskich decydentów o uznanie podwójnej roli energetyki wodnej w produkcji energii i zarządzaniu zasobami wodnymi. Nadszedł czas, aby UE doceniła rolę energetyki wodnej w adaptacji do zmian klimatycznych, a poszczególne państwa członkowskie zapewniły jej odpowiednie wynagrodzenie.



**Dirk Hendricks**  
Sekretarz generalny  
Europejska Federacja Energetyki Odnawialnej

# Modernizacje małej elektrowni wodnej Rościno – historia i terażniejszość

**Historia większości 45 małych elektrowni wodnych eksploatowanych przez spółkę ENERGA Wytwarzanie SA sięga pierwszej połowy dwudziestego wieku. Utrzymanie wymaganej dyspozycyjności oraz efektywnej produkcji energii wymaga szeregu działań wpisanych w strategię spółki, obejmujących m.in. kompleksowe modernizacje elektrowni wodnych.**

Wiele z małych elektrowni wodnych stanowi unikatowe rozwiązania techniczne warte opieki należytym zabytkom. Dlatego też, realizując prace modernizacyjne ENERGA stara się pozostawiać i eksponować przynajmniej część zabytkowych już urządzeń i budowli, jednocześnie utrzymując najnowsze standardy środowiskowe. Przy elektrowniach wodnych budowane są nowoczesne przepławki dla ryb, dzięki którym ichtiofauna bezpiecznie wędruje w górę i w dół rzeki bez przeszkód, a wpływ działalności obiektów hydrotechnicznych na środowisko naturalne skutecznie jest minimalizowany.

## OKRES PRZEDWOJENNY

Elektrownia wodna w miejscowości Rościno w powiecie białogardzkim na rzece Parsęcie została wybudowana w latach 1935-1936 według projektu inżyniera Arno Fischera. Wykorzystano oryginalny pomysł ukrycia całej siłowni elektrowni pod wodą. Była to pierwsza taka konstrukcja na świecie, gdzie widać było tylko wodę przelewającą się nad zaporą stanowiącą żelbetowy korytarz (sztolnia), w którym znajdowały się hydrozespoły i napędy zamknięć hydrotechnicznych. Dwa rurowe gruszkowe hydrozespoły, kłapę przelewową oraz upust denny dostarczyła firma Escher Wyss z Ravensburga. Hydrozespoły gruszkowe były w ówczesnym świecie nowatorskim rozwiązaniem, w którym napęd generatora umieszczono w stalowej „gruszce” przed wirnikiem. W tamtym czasie Niem-

MEW Rościno – widok z lotu ptaka. Lata 90. ubiegłego stulecia



MEW Rościno – stan z lat 50. ubiegłego stulecia.



cy przygotowywały się do wojny. Budowla tego typu - przypominająca próg wodny, nie stanowiła ważnego celu dla ewentualnych bombardowań, jakie mogły jej zagrozić. Niestety eksperymentalne rozwiązania posiadały wiele wad związanych z zawilgoceniem, przeciekami i samą konstrukcją prototypowych turbin rurowych. W 1945 r. na polecenie niemieckich władz elektrownię zalano.

## OKRES POWOJENNY I PIERWSZA MODERNIZACJA

Po wojnie zalaną elektrownię odwodniono i próbowano uruchomić. Udało się to dopiero w 1948 r. po uzyskaniu dokumentacji od producenta. Jednak pojawiające się ponownie usterki techniczne, spowodowały zakończenie eksploatacji elektrowni w 1955 r. Zdemontowane hydrozespoły i część innych urządzeń przekazano do Politechniki Gdań-

skiej. Utrzymywano tylko budowlę hydrotechniczną oraz przyległe brzegi. W latach 1973-1975 elektrownia została zmodernizowana przez Zakład Energetyczny w Koszalinie. Zachowano układ hydrotechniczny oraz lokalizację hydrozespołów. Wpasowano w istniejący układ przepływowy dwie prototypowe turbiny typu semi - Kaplan projektu prof. Krzyżanowskiego z Politechniki Gdańskiej. Generatory zamontowano pod turbinami i napędzono paskami klinowymi. Moc zainstalowana wynosiła ok. 250 kW, a przełyk 6,3 m<sup>3</sup>/s. Zbudowano również przepławkę dla ryb, która nie spełniała aktualnych wymagań dla tego typu urządzeń. Zainstalowane hydrozespoły wykorzystywały tylko w ok. połowie cały potencjał stopnia wodnego. Średnia roczna produkcja wynosiła ok. 1000 MWh. Pozostał jednak główny mankament pierwotnego rozwiązania wynikający z pracy urządzeń elektrycznych w sztolni o bardzo dużej wilgotności i narażenie na przecieki. Coraz częściej występowały liczne awarie prototypowych hydrozespołów.

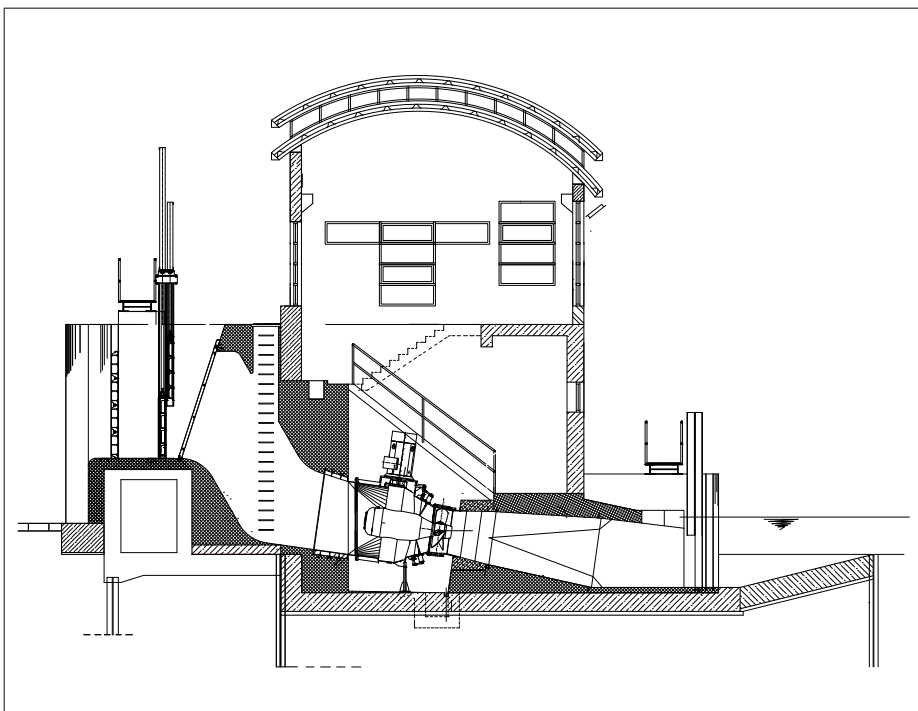
## DRUGA MODERNIZACJA

W 2004 roku ówczesny właściciel elektrowni Spółka Koszalińskie Elektrownie Wodne rozpoczęła przygotowania do generalnej modernizacji elektrowni. Opracowano projekt budowlany, uzyskano niezbędne decyzje i pozwolenia. Projekt obejmował również nową przepławkę dla ryb, na budowę której pozyskano środki unijne. Za-

MEW Rościno – przed drugą modernizacją. Widok z prawego brzegu Parsęty



MEW Rościno – przekrój budowlany podłużny



chowano dotychczasowe rozplanowanie urządzeń elektrowni, pozostawiono sztolnię, w której umieszczono agregaty hydrauliczne napędów zamknięć hydrotechnicznych.

Budowa ruszyła jednak dopiero w 2013 r., kiedy to spółka z Grupy ENERGA - ENERGA Hydro Sp. z o.o. (obecnie ENERGA Wytwarzanie S.A.), przejęła majątek spółki Koszalińskie Elektrownie, stając się aktualnym właścicielem elektrowni. Zmiany struktury właścicielskiej wpłynęły na czas trwania procesu dokumentacyjnego przygotowania inwestycji, jak i same decyzje o jej realizacji. Na harmonogram rozpoczęcia drugiej modernizacji MEW Rościno znaczący wpływ miał również przedłużający się proces legislacyjny i długotrwałe prace nad projektem ustawy o OZE. Realizację modernizacji powierzono inwestorowi zastępczemu, którym została spółka ENER-

GA INVEST, a Generalnym Wykonawcą wybranym w przetargu została firma MC Construction Sp. z o.o. z Gdańska. Hydrozespoły dostarczyła czeska firma MAVEL.

#### **Podstawowe dane zmodernizowanej elektrowni:**

- położenie: 57 km od ujścia Parsęty do Bałtyku w Kołobrzegu
- typ: elektrownia przepływowa bez możliwości retencji
- spad nominalny 4,2 m
- średni przepływ 11,5 m<sup>3</sup>/s
- przełyk zainstalowany 16 m<sup>3</sup>/s
- planowana produkcja roczna ok. 2600 MWh.

#### **Stopień wodny stanowią:**

- jaz wyposażony w dwie stalowe kłapy przelewowe i upust denny
- przepławka dla ryb o nominalnym przepływie 0,6 m<sup>3</sup>/s.

MEW Rościno – prace demontażowe. 2013 r.



#### **Głównymi urządzeniami modernizowanej elektrowni są:**

- dwa rurowe turbozespoły typu KA1290K4 firmy MAVEL o mocy 300 kW każdy, przepływu 8 m<sup>3</sup>/s, z przekładnią zębatą i generatorami 0,4 kV,
- nastawnia ze sterownikiem nadrzędnym,
- rozdzielnia 15 kV,
- agregat awaryjny 17 kW.

Turbiny typu Kaplana posiadają wirniki o średnicy 1290 mm wyposażone w 4 przestawialne łopatki, natomiast kierownice składają się z 16 łopatek. Turbiny (285 obr./min) napędzają generatory synchroniczne pionowe firmy ATB Sever (750 obr./min) poprzez przekładnie zębate stożkowe firmy WIKOV.

Elektrohydrauliczne regulatory turbin sterujące aparatem kierowniczym oraz łopatkami wirnika wyposażono w programowalne sterowniki współpracujące ze sterownikiem nadrzędnym. Sterownik nadrzędny steruje pracą dwóch turbozespołów wg charakterystyki kombinаторowej umożliwiającej optymalne wykorzystanie potencjału energetycznego stopnia wodnego. Awaryjne odstawienie hydrozespołu następuje przez zamknięcie aparatu kierowniczego z wykorzystaniem energii ze zbiornika akumulatora ciśnienia lub zawieszono przeciwcieżaru. System sterowania kontroluje również prędkość obrotową generatora i turbiny, temperatury uzwojeń generatora oraz łożysk turbiny i generatora. Praca elektrowni prowadzona jest w automatyce z ograniczoną obsługą. Automatyka obejmuje samoczynny rozruch hydrozespołów po chwilowym spadku napięcia oraz utrzymywanie zadanego poziomu GW. Istnieje również możliwość pracy na wyspę. Jedną kłapę upustową pracuje w automatyce,

MEW Rościno – przepławka dla ryb na rzece Parsęcie. Sierpień 2015 r.



druga w trybie ręcznym. Klapy upustowe posiadają system grzałek zabezpieczających przed oblodzeniem. Dwudzielne zasuwki na wlotach do turbin oraz upustu dennego napędzane są siłownikami hydraulicznymi. Każde urządzenie napędzane hydraulicznie posiada swój agregat. Agregaty dodatkowo wyposażono w silniki z gwarantowanym napięciem 220 DC. Nastawnia umieszczona jest w budynku elektrowni, natomiast rozdzielnia podłączona do sieci ENERGA Operator znajduje się w budynku znajdującym się obok elektrowni. Dla ochrony generatorów zastosowano zabezpieczenia typu SEPAM G40+. Pola liniowe rozdzielni 15 kV posiadają wyłączniki próżniowe typu SION oraz sterowniki megaMUZ 2. Stanowisko obsługi wyposażono w PC z programem zdalnego sterowania i wizualizacji pracy elektrowni.

Wybudowana ze środków unijnych przepławka typu Vertical-slot o długości 104 m

MEW Rościno – po modernizacji. Widok z lewego brzegu Parsęty. Maj 2015 r.



posiada 29 komór o szerokości dna 1,9–2 m oraz stały przepływ wody 0,6 m<sup>3</sup>/s. Umożliwia ona migrację ryb, głównie łososiowatych ryb wędrownych wchodzących z morza na tarło do rzek, jak łosoś czy troć. Wyposażenie przepławki w specjalistyczny skaner pozwala śledzić ilość, wielkość i gatunki przepływających przez nią ryb. Po zakończeniu budowy na przepławce zamontowany został dodatkowo system całodobowego monitoringu migracji ryb, który będzie prowadzony przez najbliższe 5 lat we współpracy z Politechniką Koszalińską. Celem monitoringu jest pozyskanie informacji na temat zachowań ryb migrujących, aby w pełni nadzorować funkcjonalność przepławki. W sierpniu została zamontowana chwytkowa czyszczarka krat z układem transportu skrętek na miejsce odkładcze, posiadająca możliwość pracy w automatyce. W maju 2015 przeprowadzono badania energetyczne hydrozespołów, które pozwoliły skorygować charakterystykę kombinatorową do warunków rzeczywistych oraz sprawdzić parametry sprawnościowe gwarantowane przez dostawcę hydrozespołów. Badania wykonał Instytut Maszyn Przepływowych z Gdańska.

#### BUDOWA

Zakres robót budowlanych obejmował prace niemal jak przy budowie nowej elektrowni. Pozostawiono jedynie sztolnię i płytę wypadową. Dodatkowo przeprowadzono demontaże części istniejącej budowli hydrotechnicznej i wszystkich urządzeń. Podczas budowy występowały okresowe

ograniczenia prowadzenia prac związane z lęgiem ptaków i tarłem ryb, co zostało uwzględnione w przestrzegany harmonogramie robót. Prace budowlane rozpoczęto we wrześniu 2013 r. od wykonania budowli tymczasowych, tj. jazu iglicowego z progiem zwalniającym oraz grodzy na dolnej i górnej wodzie. Pozwoliło to na przepuszczenie wody Parsęty kanałem obiegowym oraz odwodnienie terenu budowy. Po zakończeniu prac rozbiórkowych i demontaży przystąpiono do wykonywania fundamentów pod konstrukcję jazu, budynków elektrowni ze stanowiskami hydrozespołów oraz przepławkę. Przed ułożeniem konstrukcji dachu budynku elektrowni zamontowano turbiny. Równolegle wykonywano montaż urządzeń hydrotechnicznych, instalacje hydrauliczne i elektryczne. Zmodernizowano również rozdzielnię 15 kV zlokalizowaną w przyległym budynku. We wrześniu 2014 roku, po likwidacji budowli tymczasowych, uruchomiono przepławkę, w której od chwili otwarcia zauważono trocie płynące na tarło w górę Parsęty. W czwartym kwartale 2014 r. dokonano rozruchu urządzeń, wykonano próby i przekazano elektrownię do eksploatacji. Zdemontowane podczas prac rozbiórkowych hydrozespoły zostały odnowione i przekazane jako eksponaty. Można obejrzeć je w Karlińskim Ośrodku Kultury oraz w outdoorowym muzeum urządzeń hydrotechnicznych zorganizowanym na terenie Elektrowni Wodnej Straszyn.

#### EFEKTY ENERGETYCZNE I SZACUNEK DLA ŚRODOWISKA

Wynikiem modernizacji jest możliwość efektywnego i pełnego wykorzystania potencjału stopnia wodnego z poszanowaniem środowiska naturalnego. Nowe sprawniejsze o ok. 20 proc. hydrozespoły pozwolą na zwiększenie produkcji energii z 1000 MWh do ok. 2600 MWh. Automatyka pozwala na ograniczenie obsługi oraz zdalny nadzór nad pracą elektrowni. Rozwiązania zastosowane w Rościniu należą do nowoczesnych i zgodnych z aktualnymi standardami łagodzenia skutków przegradzania rzek dla potrzeb hydroenergetycznych. Modernizacja małej elektrowni wodnej w Rościniu to inwestycja w hydroenergetykę z poszanowaniem środowiska naturalnego.

Jerzy Matuszewski  
ENERGA Wytwarzanie S.A.

Dziękujemy za udostępnienie zdjęć firmie  
**ENERGA Wytwarzanie S.A.**

## Pierwsze elektrownie wodne w II RP

**W 1918 r., gdy Polska odzyskała niepodległość po 123 latach zaborów, kraj był zniszczony wojną, a pierwsze elementy państwowości dopiero powstawały. W kraju brakowało praktycznie wszystkiego. Pierwsze władze państwowe, patrząc na kraje zachodnie rozumiały, że podstawą przyszłego rozwoju będzie energia elektryczna.**

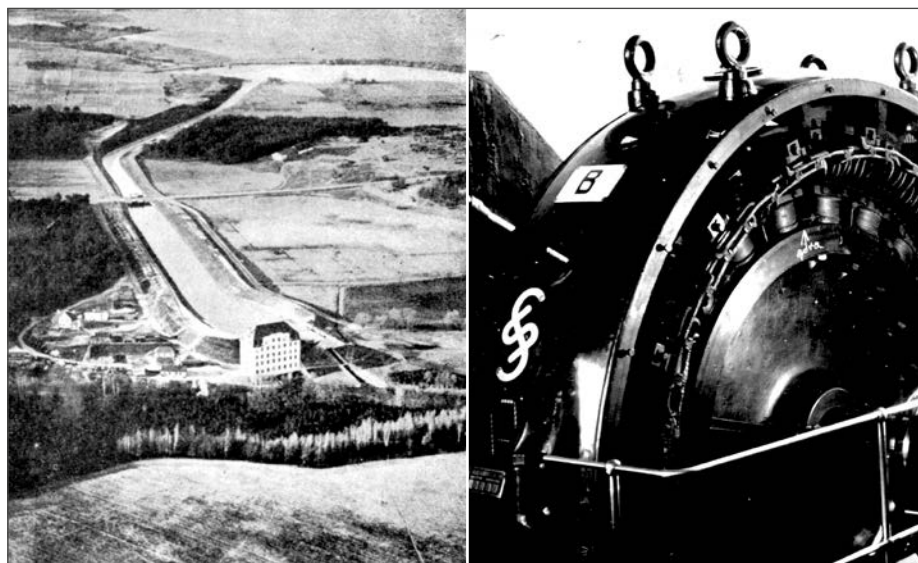
Zaraz po uzyskaniu niepodległości władze województwa pomorskiego podjęły decyzję o budowie elektrowni wodnych Gródek i Żur na rzece Wdzie (Czarna Woda), jak również sieci energetycznej na obszarze Pomorza w celu dystrybucji tej energii. Do zadania tego został oddelegowany inż. Alfons Hoffmann, absolwent Wydziału Mechanicznego i Elektrotechnicznego Wyższej Szkoły Technicznej w Gdańsku (Technische Hochschule Danzig).

### ELEKTROWNIA GRÓDEK

Elektrownia usytuowana jest na rzece Wdzie. Zbiornik znajduje się w 26 km biegu rzeki. Budowę elektrowni rozpoczęli Niemcy już w 1914 r. wykorzystując do tego celu głównie jeńców rosyjskich. Wykonano część fundamentów pod budynek główny hali maszyn, rozpoczęto budowę zapory oraz częściowo wykonano kanał derywacyjny. Roboty te były często przerywane przez działania wojenne. Szacuje się, że do 1918 r. wykonano około 10 proc. wszystkich robót.

Rzeka Wda (Czarna Woda) wypływa z Jez. Krążno na wysokości 146 m n.p.m. Rzeka ma długość 198 km i powierzchnię zlewni 2325 km<sup>2</sup>. Średni przepływ przy ujściu do Wisły, na poziomie 23 m n.p.m. wynosi 6,5 m<sup>3</sup>/s. Obecnie około 30 proc. powierzchni zlewni stanowią obszary ochrony przyrody. W dolnym biegu Wda jest rzeką niziną, meandrującą. Jeden z takich meandrów wykorzystano, by uzyskać dodatkowy spad dla elektrowni Gródek spiętrzając rzekę i budując elektrownię na końcu kanału derywacyjnego. Zbiornik Gródecki, o powierzchni 0,9 km<sup>2</sup>, powstał przez spiętrzenie o wysokości 12 m Wdy zaporą ziemną w Gródku, wyposażoną w jaz z zasuwami stalowymi oraz upusty denne. Woda ze zbiornika do elektrowni doprowadzana jest kanałem derywacyj-

Od lewej: widok z lotu ptaka na EW Gródek; hala maszyn z widocznym generatorem EW Gródek



nym o długości 1240 m. Dzięki derywacji uzyskano spad o 6 m większy niż na zaporze.<sup>1</sup> Budowa na początku napotykała na duże trudności polegające na braku doświadczonych kadry technicznej, braku odpowiednich maszyn, jak również trudności finansowe. Kanał derywacyjny budowano częściowo ręcznie, a wydobyty urobek wywożono furmankami. Dzięki wielkiemu wysiłkowi inż. A. Hoffmanna i jego dużym zdolnościom organizacyjnym oraz wytrwałości graniczącej często z uporem, jak również pracowitości załogi, prace posuwały się szybko i już w lipcu 1920 r. zakończono przegradzanie rzeki. Pierwsze dwie turbiny Francisa, o osi poziomej na spad nominalny 18 m, były produkcji firmy Voith, natomiast generatory były produkcji firmy Siemens. Dwie pierwsze jednostki miały moc 1280 kW każda. Opiekę nad budową sprawował wybitny hydrotechnik prof. Gabriel Narutowicz, ówczesny minister robót publicznych, a później prezydent RP. Uruchomienie pierwszego hydrozespołu nastąpiło w kwietniu 1923 r. Udział w otwarciu elektrowni prezydenta Polski Stanisława Wojciechowskiego świadczy

o wadze i znaczeniu, jakie najwyższe władze Polski przywiązywały do budowy pierwszej elektrowni wodnej w kraju, po uzyskaniu niepodległości. Był to obiekt zaprojektowany i zbudowany przez polskiego inżyniera, polskich robotników i z pomocą polskiego kapitału. Drugi hydrozespół został uruchomiony w 1924 r. Trzeci hydrozespół o mocy 1850 kW uruchomiono w sierpniu 1927 r. Zarówno generator, jak i turbinę zakupiono w Szwecji. Na uruchomienie tego hydrozespołu przybył prezydent RP prof. Ignacy Mościcki.

Elektrownia i wszystkie obiekty hydrotechniczne z nią związane (zaporę, zbiornik, kanał derywacyjny) były doskonale wkomponowane w krajobraz przyrodniczy. Obiekt ten był największym i najbardziej nowoczesnym osiągnięciem polskiej myśli hydrotechnicznej i elektroenergetycznej. Elektrownia była największą i najbardziej nowoczesną elektrownią wodną w Polsce do grudnia 1929 r., kiedy oddano do eksploatacji elektrownię Żur. Zapora ziemna była pierwszą tego typu budowlą hydrotechniczną w II RP. W 1924 r. w opar-

ciu o elektrownię Gródek powstało jedno z największych przedsięwzięć energetycznych II RP pod nazwą Pomorska Elektrownia Gródek SA.

### ELEKTROWNIA ŻUR

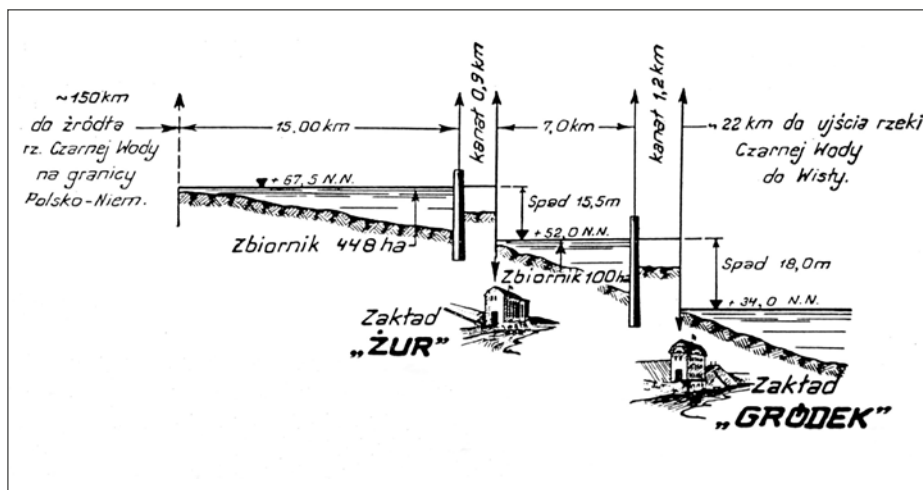
W 1926 r. inż. A. Hoffmann i prof. K. Pomianowski opracowali założenia projektowe drugiej elektrowni wodnej Żur na Wdzie w km, 34,3 rzeki. Projekt obiektu wykonany był przez własne biuro projektowe znajdujące się w Toruniu. Budowa elektrowni Żur została zrealizowana w rekordowym czasie dwóch lat. Obejmuje ona zbiornik o powierzchni 4,4 km<sup>2</sup> i pojemności 16 hm<sup>3</sup> utworzony przez przegrodzenie Wdy zaporą ziemną z uszczelniającym rdzeniem glinowo-iłowym, o wysokości 18 m i piętrzeniu 14 m. Budowę zapory prowadzono na 3 zmiany, a w szczytowym momencie zatrudnionych było 1500 pracowników, co znacznie zmniejszyło bezrobocie w regionie. Elektrownia wodna została wyposażona w 2 nowoczesne turbiny Kaplana o osi pionowej, firmy Voith, o łącznej mocy 9 MW i pracujące na spadzie 15,2 m oraz generatorami firmy ASEA. Wyprowadzenie mocy z elektrowni odbywało się za pośrednictwem dwóch transformatorów podłączonych do napowietrznej rozdzielni. Woda do elektrowni doprowadzana jest kanałem derywacyjnym o długości 900 m i dwoma rurociągami żelbetowymi o średnicy 4 m. Turbiny Kaplana o takim spadzie były wówczas pionierskimi instalacjami. W uroczystym otwarciu elektrowni Żur w lutym 1930 r. wziął udział prezydent RP prof. I. Mościcki.

Elektrownia w Żurze pracowała równolegle z elektrownią w Gródku i zasilala liniami o napięciu 60 kV Toruń i Gdynię. Ta ostatnia

Widok z lotu ptaka na EW Żur



Schematyczny profil zbiorników wodnych i spadów zakładów w Żurze i Gródku



linia zaopatrywała przede wszystkim budowany port w Gdyni. Po wybudowaniu elektrowni Gródek okazało się, że nie ma zbytu na energię elektryczną wytworzoną przez tą elektrownię. Inż. Hoffmann wpadł na pomysł utworzenia przy elektrowni Gródek warsztatu produkującego różnego rodzaju grzejniki elektryczne w postaci garnków, czajników, żelazek i kucharek elektrycznych. Był to niezwykle trafiony pomysł, bo dzięki temu wzrosło zapotrzebowanie na energię elektryczną, a początkowy warsztat rozrósł się w fabrykę zatrudniającą 450 pracowników. Warto również wspomnieć, że w Światowej Wystawie EXPO 1939, która odbywała się w Stanach Zjednoczonych pod hasłem World of Tomorrow (Świat Jutra), większość polskich eksponatów elektro-technicznych stanowiły produkty gródeckiej fabryki. Z powstaniem i funkcjonowaniem obu elektrowni wodnych wiążą się nazwiska wielu wybitnych polskich specjalistów hydrotechników takich jak prof. G. Narutowicz, prof. K. Pomianowski i inż. A. Hoffmann, który w uznaniu swoich

wybitnych zasług dla polskiej hydroenergetyki, pod koniec swojej działalności zawodowej, w czasie pracy w Instytucie Budownictwa Wodnego PAN w 1957 r. uzyskał tytuł profesora. Jest niewątpliwie, że inż. A. Hoffmann położył ogromne zasługi w rozwoju polskiej hydroenergetyki, po odzyskaniu przez Polskę niepodległości. Obie elektrownie wodne – Gródek i Żur oraz sieć przesyłowa stanowiły olbrzymie osiągnięcie w okresie międzywojennym.<sup>2</sup> Warto wspomnieć, że inż. A. Hoffmann wspólnie z prof. Pomianowskim opracowali również projekt elektrowni wodnej Koronowo na rzece Brdzie, o mocy 30 MW. Był to pierwszy projekt tej elektrowni, która została zrealizowana po II wojnie światowej w 1961 r.

Obie elektrownie wodne pracują nadal, na urządzeniach oryginalnych, stanowiąc interesujące zabytki techniki i osiągnięcia polskiej myśli technicznej okresu międzywojennego. Budując oba obiekty hydroenergetyczne, Gródek i Żur, zwracano wiele uwagi na zachowanie naturalnego środowiska. Dziś region ten stanowi niezwykle interesujący obszar Wdeckiego Parku Krajobrazowego z zalewami Żurskim i Gródeckim oraz malowniczą rzeką Wdą.

Wojciech Majewski  
IMGW PIB Warszawa  
Komitet Gospodarki Wodnej PAN

#### Literatura

1. Majewski W., 2018, 2017 Rok Rzeki Wisły, Wista jej dorzecze, zagospodarowanie hydrotechniczne i wykorzystanie gospodarcze, IMGW PIB Warszawa
2. A. Hoffmann pionier polskiej hydroenergetyki, 2015, Energetyka Wodna 1/2015

Dziękujemy firmie  
**ENEA Wytwarzanie Sp. z o. o.**  
za udostępnienie zdjęć

# EW Niedzica – źródło rozruchowe dla elektrowni ciepłych

**W ostatnim czasie w mediach często pojawia się informacja, że Polsce zagraża blackout. Nie wszyscy jednak zdajemy sobie sprawę, czym jest to zjawisko i czy można przed nim się zabezpieczyć. Blackout to potoczne określenie rozległej awarii systemu elektroenergetycznego skutkującej całkowitym brakiem zasilania w energię elektryczną na znacznym obszarze.**

Każda awaria typu blackout ma inne przyczyny, ale można mówić o podobnym ogólnym przebiegu powstawania tego zjawiska. W wyniku następstwa kilku zdarzeń losowych (awarie sieciowe, wyłączenia elektrowni, ekstremalne warunki atmosferyczne) dochodzi do przekroczenia krytycznych wartości podstawowych parametrów pracy systemu elektroenergetycznego (częstotliwość, napięcie) i w efekcie do automatycznego odłączenia się od sieci poszczególnych generatorów (jednostek wytwórczych) i całej elektrowni, a tym samym utraty napięcia na całym obszarze objętym awarią.

W celu obrony przed blackoutu energetycy podejmują szereg działań, aby ograniczyć możliwość wystąpienia takich dużych awarii sieciowych, a jeśli wystąpią, zminimalizować ich skutki i umożliwić, aby system elektroenergetyczny w krótkim czasie wrócił do normalnej pracy. Jednym z takich działań jest zapewnienie jednostkom wytwórczym w klasycznych elektrowniach ciepłych (węglowych) źródeł energii potrzebnej do ich uruchomienia. W wyniku wystąpienia awarii generatory w elektrowniach wyłączają się i trzeba je na nowo uruchomić. Nie wszyscy wiedzą, że aby uruchomić w elektrowni węglowej generator o mocy np. 200 MW należy dostarczyć tej elektrowni moc rzędu 10-15 MW. W normalnym stanie pracy systemu elektroenergetycznego zapewnienie takiej mocy nie stanowi problemu, ale skąd wziąć energię elektryczną, gdy system elektroenergetyczny jest pozbawiony napięcia? Potrzebne są jednostki wytwórcze o znaczącej mocy, które same potrafią wystartować bez dostarczania energii z zewnątrz (zdolność taka jest też nazywana zdolnością do samostartu), a następnie dostarczą odpowiednią ilość energii do wybranej elektrowni węglowej. Taką zdolność posiadają elektrownie wodne oraz elektrownie ciepłe wyposażone w jednostki wytwórcze z turbinami gazowymi. Jedną z elektrowni przewidzianych do udziału w odbudowie systemu elek-

troenergetycznego jako źródło rozruchowe jest elektrownia wodna w Niedzicy.

Elektrownia Wodna (EW) Niedzica, zlokalizowana na rzece Dunajec, została oddana do eksploatacji w roku 1997. Jest elektrownią przepływową i szczytowo-pompową wyposażoną w dwa hydrozespoły odwracalne typu Deriaza prod. ČKD Blansko (Czechosłowacja), pracujące w układzie dwóch niezależnych bloków o łącznej mocy zainstalowanej PG = 92,8 MW (2 x Pn [46,4 MW]), a przy pracy pompowej PP = 89 MW (2 x Pn [44,5 MW]). Zapora ziemna o długości ponad 400 m spiętrza wodę w zbiorniku głównym Czorsztyn-Niedzica tworząc jezioro o powierzchni do 1226 ha i pojemności całkowitej 231,9 mln m<sup>3</sup>. Zbiornik wyrównawczy Sromowce Wyżne o pojemności 7,5 mln m<sup>3</sup> i powierzchni 88 ha znajduje się około 42...49 m poniżej lustra wody zbiornika głównego. EW Niedzica jest przeznaczona do pełnienia roli źródła rozruchowego przy odbudowie zasilania KSE, co wiąże się z koniecznością spełnienia wymagań zawartych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Weryfikacja spełnienia wymagań przeprowadzana jest w trakcie okresowych testów obiektowych wykonywanych zgodnie z umową z OSP (PSE Operator S.A.) dwukrotnie w ciągu roku.

## MOŻLIWOŚCI TECHNICZNE EW NIEDZICA

Z punktu widzenia udziału elektrowni wodnej w odbudowie zasilania KSE istotne jest, aby jej jednostki wytwórcze posiadały możliwość:

- uruchomienia z własnego awaryjnego źródła zasilania, przy czym pożądanym jest, aby po udanym rozruchu hydrozespołu mieć możliwość przełączenia zasilania rozdzielni potrzeb własnych i ogólnych elektrowni z awaryjnego źródła na zasilanie z tej uruchomionej jednostki;
- podania napięcia z uruchomionego hydrozespołu na pozbawione innych źródeł zasilania szyny przyelektrownianej rozdzielni WN, przy czym załączeniu wyłącz-

nika blokowego nie powinna towarzyszyć zmiana generowanej mocy i prędkości obrotowej hydrozespołu;

- prowadzenia regulacji napięcia i częstotliwości w warunkach pracy wyspowej w układach jedno- i wielomaszynowych w odpowiedzi na zmiany obciążenia mocą czynną i bierną.

Układy technologiczne w EW Niedzica przystosowane są do przeprowadzenia samostartu obu zainstalowanych hydrozespołów na dwa sposoby:

- z wykorzystaniem agregatu prądotwórczego o mocy 500 kVA (modernizacja w roku 2005), z którego podaje się napięcie na rozdzielnie potrzeb własnych EW oraz
- bez napięcia zmiennego na rozdzielniach potrzeb własnych EW po uruchomieniu pompy Boscha zasilanej z baterii akumulatorów (dla podtrzymania ciśnienia w układzie olejowego zasilania) i energii ciśnienia powietrza zgromadzonego w zbiorniku olejowo-powietrzym układu zasilania olejowego.

Niezależnie od sposobu przeprowadzania samostartu, zakończeniem tego procesu jest załączenie zasilania (lub przełączenie z awaryjnego źródła zasilania) rozdzielni potrzeb własnych EW (rozdzielnie RG1, RGR i RG2 na rys. 1) z uruchomionego hydrozespołu, wewnętrznym torem zasilającym – poprzez rozdzielnie RB15 i RPW15. Załączenie wyłącznika blokowego, przy braku napięcia na szynach rozdzielni R-110 kV, uruchomionego hydrozespołu odbywa się z pominięciem synchronizatora. Dla zachowania bezpieczeństwa wykonywanego łączenia, brak napięcia na R-110 kV przed załączeniem wyłącznika blokowego kontrolowany jest przez przełącznik podnapięciowy, którego styki wykonawcze znajdują się w ścieżce sterowania wyłącznikiem. Zainstalowane w latach 2005-2006 regulatory turbin hydrozespołów typu RTDS-1 (Instytut Energetyki o/Gdańsk) z cyfrowym

sterownikiem PCD2.M-480 (Saia) i elektrohydraulicznymi regulatorami wykonawczymi (ČKD Blansko) sterującymi aparatem kierowniczym oraz łopatkami wirnika turbiny umożliwiają rozruch i załączenie w końcowej fazie naboru obrotów ( $n > 95\%$ ) regulatora prędkości obrotowej typu P (RO(PI) ze sztywnym sprzężeniem zwrotnym). Dzięki wcześniejszemu załączeniu proporcjonalnego regulatora prędkości obrotowej po załączeniu wyłącznika blokowego nie następuje zmiana generowanej mocy i prędkości obrotowej. Regulator ten jest następnie wykorzystywany podczas pracy hydrozespołu w układzie sieci elastycznej zapewniając zdolność do regulacji częstotliwości w układach jedno- i wielomaszynowych.

Dla potrzeb tworzenia torów rozruchowych do elektrowni ciepłych nie mniej ważna od regulacji częstotliwości jest regulacja napięcia. Regulacja napięcia generatorów ze statycznym układem wzbudzenia realizowana jest przez nowoczesne cyfrowe regulatory typu WGSY-38rc (Instytut Energetyki o/ Gdańsk rok produkcji 2006 i modernizacja 2011) wyposażone w dwa kanały regulacyjne (automatyczny napięcia generatora i ręczny wzbudzenia prądu) oraz standardowy zestaw ograniczników (kąta mocy,

maksymalnego prądu stojana, pułapu i maksymalnego prądu wzbudzenia, indukcji, minimalnego prądu wzbudzenia generatora, nadnapięciowy regulacji ręcznej).

**WERYFIKACJA ZDOLNOŚCI DO PEŁNIENIA ROLI ŹRÓDŁA ROZRUCHOWEGO**

Zdolność EW Niedzica do pełnienia roli źródła rozruchowego weryfikowana jest w czasie przeprowadzanych dwa razy w roku prób obiektowych. Próby obiektowe odbywają się zgodnie z uzgodnionym z OSP i zatwierdzonym przez EW Niedzica programem testów. Program jest realizowany przez służby ruchowe EW przy obecności przedstawicieli OSP i zewnętrznej firmy eksperckiej. Z reguły celem pierwszej serii prób w roku jest sprawdzenie możliwości przeprowadzenia samostartu elektrowni, a ich zakres najczęściej obejmuje:

- a) Uruchomienie z wykorzystaniem agregatu prądowłórczego pierwszego hydrozespołu;
- b) Odstawienie uruchomionego hydrozespołu i wyłączenie agregatu prądowłórczego;
- c) Uruchomienie bez napięcia pomocniczego drugiego hydrozespołu;
- d) Podanie napięcia z uruchomionego hydrozespołu poprzez transformatory TWP

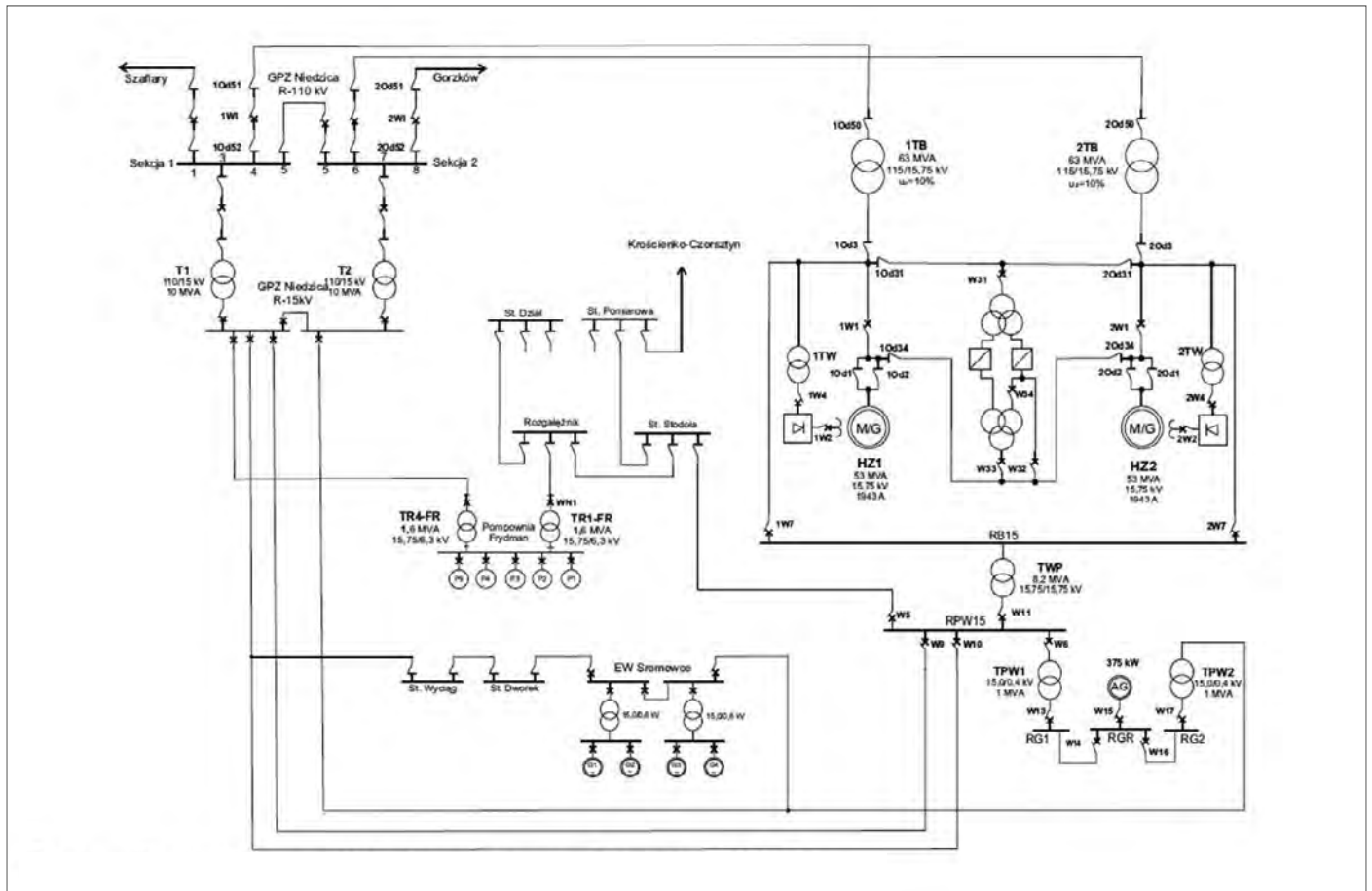
i TPW1 na rozdzielnie 0,4 kV potrzeb własnych i ogólnych elektrowni RG1, RGR i RG2;

- e) Przełączenie zasilania rozdzielni RG1, RGR i RG2 na transformator TPW2 i odstawienie hydrozespołu.

Celem drugiej serii prób w roku jest sprawdzenie możliwości przeprowadzenia samostartu elektrowni, zdolności do podania napięcia na szyny rozdzielni R-110 kV oraz możliwości prowadzenia regulacji napięcia i częstotliwości przy pracy wyspowej jednego z hydrozespołów i fragmentu sieci 15 kV, której EW Niedzica jest operatorem. Przykładowy zakres tej serii prób obejmuje:

- a) Uruchomienie z wykorzystaniem agregatu prądowłórczego jednego hydrozespołu;
- b) Załączenie jego wyłącznika blokowego 110 kV z podaniem napięcia na wydzielony, pozbawiony napięcia system szyn 110 kV przyelektrownianej rozdzielni R-110 kV;
- c) Wyłączenie wyłącznika blokowego, a następnie odstawienie hydrozespołu i wyłączenie agregatu prądowłórczego;
- d) Uruchomienie bez napięcia pomocniczego drugiego hydrozespołu;
- e) Podanie napięcia poprzez transformatory TPW i TPW1 na rozdzielnie 0,4 kV potrzeb własnych i ogólnych elektrowni RG1, RGR i RG2;

Rys. 1. Uproszczony schemat układu elektroenergetycznego EW Niedzica i GPZ Niedzica



- f) Utworzenie wyspy obciążeniowej w sieci 15,75 kV zasilanej z uruchomionego hydrozespołu oraz funkcjonalne sprawdzenie możliwości prowadzenia regulacji częstotliwości przy zmianach obciążenia wyspy;
- g) Załączenie wyłącznika blokowego 110 kV hydrozespołu z podaniem napięcia na wydzielony, pozbawiony napięcia system szyn 110 kV przyelektrownianej rozdzielni R-110 kV;
- h) Funkcjonalne sprawdzenie możliwości prowadzenia regulacji częstotliwości i napięcia przy zmianach obciążenia wyspy;
- i) Wyłączenie wyłącznika blokowego 110 kV hydrozespołu i zasilania wydzielonego obszaru sieci 15,75 kV oraz odstawienie hydrozespołu.

### PRZEBIEGI PRZYKŁADOWYCH PRÓB:

#### Próba I

Rozruch hydrozespołu HZ2 przy zasilaniu rozdzielni potrzeb własnych i ogólnych EW – po uruchomieniu HZ2 sprawdzono możliwość wprowadzania zmian częstotliwości i napięcia (przebieg próby obrazuje rys. 2).

#### Próba II

Uruchomienie hydrozespołu HZ1 w sytuacji, gdy rozdzielnie potrzeb własnych i ogólnych

są początkowo pozbawione zasilania – po uruchomieniu HZ1 rozdzielnie RG1, 2 i RGR zostają z niego zasilone, a po sprawdzeniu możliwości regulacji częstotliwości następuje przełączenie zasilania rozdzielni na transformator TPW2 i odstawienie HZ1.

#### Próba III i IV

Praca wyspowa hydrozespołu HZ1 obciążonego potrzebami własnymi i pompownią Frydman – początkowo hydrozespół HZ1 dociążany był pompami przy otwartym wyłączniku blokowym, a dopiero później przy zamkniętym wyłączniku blokowym, po podaniu napięcia na wydzieloną sekcję w R-110 kV GPZ Niedzica. Załączenie wyłącznika blokowego nie spowodowało zakłóceń w produkcji mocy czynnej i częstotliwości, a zachowanie się hydrozespołu HZ1 przy dociążaniu było identyczne jak przy wcześniejszej próbie.

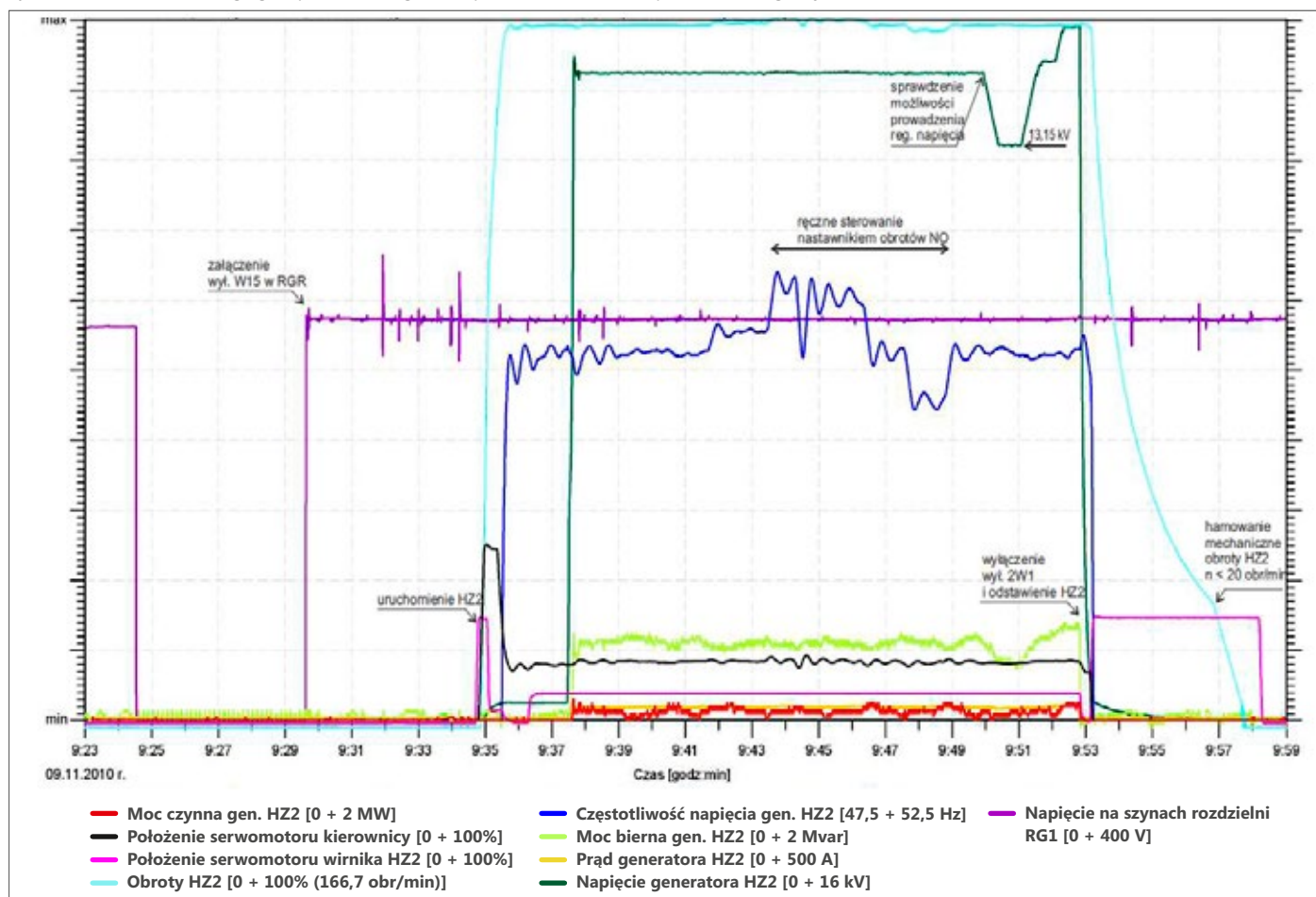
Ze względu na ograniczenia sieciowe – rozdzielnia R-110 kV GPZ Niedzica jest rozdzielnią jednosystemową dwusekcyjną – w czasie prób nie jest sprawdzana możliwość pracy równoległej hydrozespołów. W trakcie dotychczas przeprowadzonych testów sprawdzono również zakres regulacji automatycznej napięcia generatorów (minimalna

wartość: 13,15 kV – 0,83Un) oraz możliwość pracy generatorów z obciążeniem pojemnościowym (minimalna wartość: -12 Mvar). Uzyskana wartość mocy bierniej pojemnościowej jest wystarczająca do utworzenia wydzielonego toru liniowego 110 kV z GPZ Niedzica przez GPZ Szafłary do GPZ Byczyna i podania tą drogą napięcia i mocy rozruchowej do wybranej elektrowni ciepłej.

### PRZEPROWADZONE EKSPERYMENTY SYSTEMOWE

EW Niedzica jeszcze przed oficjalnym oddaniem do eksploatacji – w latach 1996 i 1997 – wzięła udział w dwóch eksperymentach systemowych [3, 4, 5]. Pierwszy z tych eksperymentów obejmował podanie napięcia i mocy rozruchowej z EW Niedzica do El. Skawina i uruchomienia jednego z bloków oraz utworzenia wyspy obciążeniowej o łącznej mocy 30...35 MW. W drugim eksperymencie uczestniczyły oprócz hydrozespołu (HZ2) w EW Niedzica również dwa bloki (TZ3 i TZ4) w El. Skawina oraz jeden blok (TZ2) w EC Kraków, łączne obciążenie utworzonej wyspy wynosiło 207..220 MW i swoim zasięgiem obejmowała miasto Kraków i Podhale. W roku 2013 przeprowadzono próbę systemową uruchomienia bloków w Elektrowni Jaworzno III i Elektrowni

Rys. 2. Uruchomienie HZ2 z agregatu prądowłórczego oraz sprawdzanie możliwości prowadzenia regulacji częstotliwości i napięcia



Termin	Objaśnienie
<b>TOR ROZRUCHOWY DO ELEKTROWNI CIEPLNEJ</b>	Aby uruchomić w elektrowni węglowej generator, należy dostarczyć prąd o odpowiedniej mocy do tej elektrowni. W normalnym stanie pracy systemu elektroenergetycznego podanie energii elektrycznej do zasilania potrzeb własnych elektrowni (pompy, wentylatory, młyny węglowe itd.) nie stanowi problemu. Jednak po wystąpieniu blackoutu wszystkie połączenia elektrowni z siecią są odłączone. Tak więc, aby uruchomić elektrownię węglową należy połączyć ją ze źródłem rozruchowym (np. elektrownią wodną) wykorzystując wybrane elementy systemu elektroenergetycznego. Właśnie te wybrane elementy systemu (linie, wyłączniki, itp.) łączące źródło rozruchowe z uruchamianą elektrownią stanowią „tor rozruchowy”.
<b>UKŁAD SIECI ELASTYCZNEJ</b>	W normalnym stanie pracy systemu elektroenergetycznego wszystkie pracujące w nim generatory i odbiorniki energii są spięte razem ze sobą. W takim układzie dołączenie kolejnego (nawet o dużej mocy) generatora lub odbiornika nie wpływa na pracę całego układu. Taki układ nazywamy układem „sieci sztywnej”. W przypadku gdy w układzie pracuje tylko jedno źródło prądu (np. jedna elektrownia wodna) i jeden odbiornik, to dołączanie kolejnych odbiorów jest odczuwalne. Dołączenie kolejnego źródła lub odbioru powoduje zmianę częstotliwości i napięcia w układzie. Dlatego też taki układ jest nazywany układem „sieci elastycznej”.
<b>PRACA WYSPAWA HYDROZESPOŁU</b>	Wyróżniamy trzy przypadki współpracy hydrozespołów z siecią: <ul style="list-style-type: none"> <li>• praca na sieć sztywną, gdy moc hydrozespołu jest wielokrotnie mniejsza od mocy sieci,</li> <li>• praca na sieć elastyczną, gdy te moce są porównywalne,</li> <li>• praca wyspowa, gdy moc hydrozespołu jest znacznie większa od mocy sieci. Jeżeli jakiś wycinek sieci elektroenergetycznej jest zasilany tylko z jednego hydrozespołu to mówimy wtedy o „pracy wyspowej” tego hydrozespołu.</li> </ul>
<b>WYSPA OBCIĄŻENIOWA</b>	Termin ten wiąże się bezpośrednio z pracą wyspową. Wyspą obciążeniową nazywany jest cały wycinek sieci elektroenergetycznej, który jest zasilany tylko z jednego źródła (hydrozespołu lub elektrowni).
<b>ZRZUT MOCY</b>	W trakcie normalnej pracy dowolnej elektrowni są okresy, kiedy planowo odstawia się z pracy generatory (lub hydrozespoły). W trakcie takiego odstawienia, stopniowo zmniejsza się moc generatora do minimum, a następnie następuje jego wyłączenie. W przypadku wystąpienia awarii sieciowej wyłączenie generatora następuje bez etapu zmniejszania mocy, a więc generator jest gwałtownie pozbawiany obciążenia. Wyłączenie takie nazywamy „zrzutem mocy”. Jest to zjawisko bardzo szkodliwe i niepożądane, ale jednostki wytwórcze muszą być na nie przygotowane.

Skawina [6]. Istotnym elementem tej próby było utworzenie wydzielonego toru linii 110 i 220 kV z samostartującej Elektrowni Wodnej Niedzica do Stacji Energetycznej Siersza. Utworzenie toru pozwoliło na podanie napięcia rozruchowego do Elektrowni Siersza oraz na równoczesne podanie mocy rozruchowej do Elektrowni Jaworzno III, gdzie przeprowadzono uruchomienie bloku cieplnego zakończone jego synchronizacją z torem rozruchowym, oraz Elektrowni Skawina, gdzie przeprowadzono uruchomienie wybranych napędów podstawowych urządzeń turbozespołu. Uruchomiony blok w El. Jaworzno III na zakończenie próby przejął zasilanie toru rozruchowego, a po wyłączeniu urządzeń El. Skawina przeszedł do pracy na potrzeby własne. W roku 2015 przeprowadzono próbę systemową pracy wyspowej Elektrowni Wodnej Niedzica z obciążeniami odbiorami komunalnymi, będącą rozszerzeniem standardowych testów samostartu elektrowni. Powodem przeprowadzenia tej próby było zachowanie się hydrozespołów przy niskich poziomach obciążenia, stwierdzone w czasie prób w 2013 roku.

## PODSUMOWANIE

Pozytywne wyniki regularnego sprawdzania zdolności EW Niedzica do pełnienia roli źródeł rozruchowych podczas odbudowy zasilania KSE potwierdzają, że spełniają one obowiązujące wymagania techniczne zawarte w IRiESP. Wykonane próby obiektowe pokazują, że samostart elektrowni jest realizowany sprawnie i w wymaganym czasie przy zapewnionym stabilnym i trwałym zasilaniu potrzeb własnych elektrowni. Hydrozespoły EW Niedzica są przystosowane do prowadzenia regulacji częstotliwości i napięcia w sieci elastycznej zarówno w pracy samodzielnej, jak i równoległej z innymi jednostkami wytwórczymi.

Arkadiusz Czarnecki  
Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica SA

Dziękujemy autorowi za udostępnienie grafik.

\* Niniejszy artykuł jest aktualizacją referatu z 2012 roku o tym samym tytule opracowanego przez zespół: Arkadiusz Czarnecki – ZEW Niedzica SA, Marek Komarzyniec – Energopomiar Sp. z o.o., Adam Kurzyński – Energopomiar-Elektryka Sp. z o.o.

## Literatura

1. Kaczmarek M., Komarzyniec M., Kurzyński A., Ordon A.: Sprawozdanie z wykonania testów odbiorczych usługi samostartów hydrozespołów TG1 i TG2 w EW Niedzica, Energopomiar-Elektryka i Energopomiar, Gliwice, grudzień 2010
2. Czempik G., Grobosz A., Komarzyniec M., Kurzyński A., Ordon A.: Sprawozdanie z wykonania testów odbiorczych usługi samostartów hydrozespołów TG1 i TG2 w EW Niedzica. Energopomiar-Elektryka i Energopomiar, Gliwice, grudzień 2011
3. Jendroszczyk J., Rzeczkowski E., Wojciechowski J.: Obrona i odbudowa wyspy sieciowej w oparciu o Elektrownię Skawina w warunkach awarii systemowej: Etap I – Praca samodzielna i na obszar wydzielony El. Skawina i EW Niedzica. Energopomiar, Gliwice, grudzień 1996,
4. Kania K.: Sprawozdanie z prób zrzutów mocy, pracy na obszar wydzielony oraz uruchomienia turbozespołu po podaniu napięcia z hydrozespołu Elektrowni Niedzica. El. Skawina, Skawina, październik 1996
5. Jendroszczyk J., Rzeczkowski E.: Obrona i odbudowa wyspy sieciowej w oparciu o Elektrownię Skawina w warunkach awarii systemowej: Etap II – Obrona sieci elektroenergetycznej zasilania miasta Krakowa. Energopomiar, Gliwice, grudzień 1997.
6. Kurzyński A., Komarzyniec M., Brzozowski m., Kiełak R., Pasiut G., Domański M., Fliciński Ł., Dębowski J., Żbik M., Czarnecki A., Wójcik J., Krupnik K.: Wykorzystanie EW Niedzica w procesie odbudowy zasilania KSE na przykładzie przeprowadzonej próby systemowej uruchomienia bloków energetycznych w Elektrowni Jaworzno III i Elektrowni Skawina. Energetyka maj 2014 – Materiały z konferencji: Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, Poznań (2014).

Fot. Z uwagi na zwiększone ryzyko powodziowe, czternastego października PGW Wody Polskie po raz pierwszy rozpoczęły proces piętrzenia na zbiorniku przeciwpowodziowym Racibórz Dolny.

## Zbiornik Racibórz może przechwycić falę z powodzi tysiąclecia

**Z końcem czerwca br. zakończyła się budowa zbiornika Racibórz Dolny, który będzie chronił przed powodzią 2,5 mln mieszkańców trzech nadodrzańskich województw: śląskiego, opolskiego i dolnośląskiego. O powstaniu zbiornika i sposobie jego działania rozmawiamy z ekspertem Wód Polskich Wojciechem Skowyrskim, Dyrektorem Departamentu Przygotowania i Realizacji Inwestycji.**

**Ponad 20 lat temu przez południową Polskę przetoczyła się Powódź Tysiąclecia, która w kulminacyjnym momencie zalała 60 proc. Raciborza. Czy teraz, po wybudowaniu zbiornika, mieszkańcy tych terenów mogą czuć się bezpiecznie?**

Tak, bo wybudowaliśmy go po to, by móc zmniejszać wielkość przepływu w rzece podczas przejścia fali powodziowej. Zbiornik w Raciborzu to suchy zbiornik przeciwpowodziowy, którego zadaniem jest przyjęcie nadmiaru wody i złagodzenie fali powodziowej do takiego poziomu, by nie stanowiła zagrożenia dla mieszkańców. Wiemy, że wały przeciwpowodziowe poniżej zbiornika są w stanie zapewnić ochronę przed wodą o przepływie ok. 2300 m<sup>3</sup>/s. Będziemy jednak tak sterować odpływem, aby zmniejszyć przepływ poniżej zbiornika do 1210 m<sup>3</sup>/s, czyli do tzw. wody dwudziestoletniej. Najlepiej wytłumaczyć to na przykładzie: założmy, że dopływ wody z górnej Odry zaczyna się zwiększać. Dopóki utrzymuje się przy wspomnianej wartości 1210 m<sup>3</sup>/s, nic nie robimy, jeśli natomiast wzrasta, zaczynamy go redukować, czyli „dławić falę”. Opieramy się przy tym na prognozach przygotowywanych przez IMGW, które są aktualizowane co kilka godzin. Należy zaznaczyć, że w przypadku fali powodziowej ważna jest nie tylko jej wielkość, ale też objętość. Gdy dopływ do zbiornika przekroczy 2400 m<sup>3</sup>/s, np. do 3120 m<sup>3</sup>/s (właśnie tyle wynosił podczas powodzi w 1997 roku), będziemy coraz intensywniej dławić falę, aż odpływ ze zbiornika nie przekroczy 1600 m<sup>3</sup>/s, co jest wartością bezpieczną pod względem możliwości przepustowych doliny Odry poniżej.

**Na czym polega dławienie fali powodziowej?**

W zbiorniku, a dokładnie rzecz biorąc na budowli przelewowo-spustowej, znajdują się zasuwy oraz spusty denne. Tworzą one system, którym w automatyczny sposób możemy manewrować. Kiedy poziom wody podnosi się, zamykamy po kolei kolejne zasuwy – cała procedura jest określona w Instrukcji Gospodarowania Wodą. Po to, aby nie dopuścić do wypływu ze zbiornika większej ilości wody niż chcemy. Tak manewrujemy zasuwami i zamykamy je w takiej kolejności, aby uzyskać przepływ wody, który będzie bezpieczny. Jesteśmy w dobrej sytuacji, bo dokładnie zmierzylśmy falę powodziową z 1997 roku: wiemy, kiedy się zaczęła, ile trwała, jaką miała objętość i kiedy zaczęła się cofać. Dławienie fali to czysta matematyka: założmy, że fala powodziowa zaczyna się obniżać do 900

m<sup>3</sup>/s. My nadal możemy odprowadzać 1210 m<sup>3</sup>/s. Dzięki temu, że ok. 310 m<sup>3</sup>/s więcej wody odpływa niż przytływa – następuje powolne opróżnianie zbiornika.

**Co się dzieje z opróżnianą wodą?**

Spada do takiego poziomu, jak przed powodzią, czyli wraca do koryta rzecznego. Czasza zbiornika jest wyposażona w system rowów odwadniających, które umożliwiają odprowadzenie wody do koryta nawet z zastoisk, które mogłyby się wytworzyć poza głównym korytem.

**Obecnie czasza zbiornika może przyjąć 185 mln m<sup>3</sup> wody, ale ma zostać pogłębiona do 300 mln m<sup>3</sup>. Jak długo pogłębienie może potrwać?**

Około 10 lat. W czaszy zbiornika znajdują się olbrzymie pokłady bardzo dobrej jakości żwiru – szacuje się, że może to być nawet 100 mln m<sup>3</sup> kruszywa. Biorąc pod uwagę cenę żwiru – w czaszy zbiornika są miliardy złotych do wydobycia. Obecnie pracuje tam kilka firm, które go wydobywają, jednocześnie pogłębiając czaszę zbiornika i zwiększając również jego tzw. rezerwę powodziową – czyli ilość wody, którą zbiornik może przyjąć i zatrzymać. Chcielibyśmy, aby wydobycie żwiru zakończyło się jeszcze w momencie, gdy zbiornik jest zbiornikiem suchym, bo w przyszłości planujemy przekształcić go w zbiornik mokry, który nie tylko będzie chronił przed powodzią, ale również gromadził wodę na czas suszy.

**W czołowej zaporze zbiornika znajduje się budowla przelewowo-spustowa, którą projektanci nazywają jego „sercem”. Skąd takie porównanie?**

Budowla przelewowo-spustowa to najważniejsza część zbiornika, właśnie ona decyduje o regulacji wielkości odpływu wody ze zbiornika. Podobnie jak serce w ludzkim organizmie – steruje wieloma procesami. Umiejscowiona w zaporze czołowej tak, jak zastawki w sercu, steruje przepływem. Komory zaś stanowi czasza zbiornika. W czasie kiedy nie ma przytływu, właśnie ta część zbiornika dba o to, aby woda mogła swobodnie płynąć korytem rzeczonym, natomiast w momencie kiedy zwiększa się przepływ wody, w odpowiedni sposób steruje jej odpływem. Budowla została tak skonstruowana, że pozwala również na przepuszczanie jednostek żeglujących. Dzięki budowli przelewowo-spustowej będzie też możliwość

zwiększenia przepływu wody w Odrze miejskiej, gdyby zaistniała taka potrzeba. Od pracy tej budowli zależy skuteczne złapanie fali powodziowej. Bo nie chodzi tylko o to, żeby wodę złapać, ważne jest, by zrobić to w odpowiednim momencie i w sposób racjonalny.

### **Wokół zbiornika znajdują się również dwie pompownie Lubomia i Buków. Jakie jest ich zadanie?**

Pompownie znajdują się przy bocznej prawej zaporze zbiornika. Są tam obecne ciekłe wodne, które doprowadzają wodę do Odry. W momencie, kiedy poziom wody w Odrze zacznie się podnosić, nie byłoby możliwości odprowadzenia wody grawitacyjnie, więc ta cofnęłaby się i spowodowała lokalne podtopienia. Ale właśnie wtedy do akcji wkroczą pompownie: włączy się je po to, by w sztuczny sposób podnieść poziom wody i wrzucić ją do głównego zbiornika. Pompownie nie pracują non stop – uruchamia się je tylko wtedy, gdy jest to konieczne. Jednak dzięki temu, że je wybudowano, mieszkańcy terenów przylegających do zbiornika są dodatkowo chronieni.

### **Z informacji źródłowych wynika, że założenia dotyczące powstania zbiornika w Raciborzu sięgają początków XX w. Mieszkańcy musieli więc trochę na niego poczekać. Co było tego powodem?**

Rzeczywiście, budowę zbiornika planowano już ponad 100 lat temu, po przejściu powodzi w 1880 roku. Pierwsze plany powstały w latach 60. XX wieku, ale nie doczekały się realizacji z uwagi na wielkie koszty takiej inwestycji. Dopiero po Powodzi Tysiąclecia w 1997 r. wrócono do tematu. Pierwsze projekty polderu powstały już w 2004 roku, ale był problem z wywłaszczeniem gruntów. Wejście w życie w 2010 roku specustawy przeciwpowodziowej ułatwiło proces przygotowania inwestycji. Racibórz został włączony do Projektu Ochrony Przeciwpowodziowej w Dorzeczu Odry i stał się flagową inwestycją tego projektu. Środki na jego budowę udało się pozyskać z wielu źródeł, między innymi z Banku Światowego, Banku Rozwoju Rady Europy, Unii Europejskiej czy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

### **Skoro mowa o mieszkańcach – wybudowanie zbiornika w tym miejscu wymagało przesiedlenia ponad 700 osób. To musiało wzbudzić wiele emocji...**

Takie sytuacje zawsze są trudne, bo trzeba pogodzić interesy wielu stron. Konsultacje społeczne trwały bardzo długo. Przedstawiciele samorządu rozumieli, jak ważne jest wybudowanie zbiornika właśnie w tym miejscu: od niego przecież zależy bezpieczeństwo nie tylko Raciborza, ale też Kędzierzyna-Koźla, Opola i Wrocławia. W końcu mieszkańcy zgodzili się na wywłaszczenie i przeniesienie – tak powstała nowa miejscowość Nieboczowy, która została wybudowana od samego początku, na terenach, gdzie niegdyś były pola. Wieś ma nowoczesną infrastrukturę – boiska, parki, kościół. Przeniesiono nawet cmentarz! Mieszkańcy sami mogli decydować o tym, gdzie zostaną przeniesieni, w jaki sposób będą wyglądać ich domy i wybudowane dla nich osiedle. I choć pomysł na początku wydawał się karkołomny, udało się go zrealizować. Dziś do nowej wsi Nieboczowy (jej budowa rozpoczęła się w 2014 r., a zakończyła w 2019 roku) przyjeżdżają zagraniczne delegacje, aby na własne oczy przekonać się, jak pogodzić interesy państwowe, a jednocześnie zachować lokalne „małe ojczyzny”, nawet jeśli trzeba je przenieść w inne miejsce.

### **Wspomniał Pan o planowanym przekształceniu zbiornika w Raciborzu z suchego w mokry. Na ile realne są to plany?**

Prognozy klimatyczne nie pozostawiają złudzeń: gwałtowne opady powodujące powodzie będą się przeplatać z długimi okresami suszy. Dlatego zjawiska te trzeba rozpatrywać razem – musimy łapać wodę, kiedy spada i oddawać ją w momencie, gdy zaczyna jej brakować. Jedynym wyjściem jest gromadzenie wody w zbiornikach retencyjnych, a zbiornik w Raciborzu będzie się świetnie do tego nadawał. Po pierwsze: możemy zgromadzić w nim wodę i zasilać nią Odrę w okresie suszy. Wpłynęłoby to pozytywnie nie tylko na rolnictwo, ale również i na gospodarkę, bo Racibórz jako zbiornik akumulacyjny poprawiłby żeglowność rzeki (obecnie niski poziom wody często utrudnia żeglugę). Po drugie: zgromadzona w zbiorniku woda mogłaby być wykorzystywana do celów energetycznych (elektrownia wodna). Do tego wszystkiego potrzeba jednak czasu. Przez najbliższe pięć lat i tak nie możemy zająć się przekształcaniem zbiornika, gdyż obowiązuje nas tzw. okres trwałości projektu, kiedy nie wolno przeprowadzać żadnych zmian. Do tego, żeby ze zbiornika suchego zrobić mokry, potrzeba sporo pracy. Musimy m.in. zrobić służbę, bo w planach jest wykonanie Drogi Wodnej Odra-Dunaj, wzmocnić ubezpieczenia skarp odwodnych wokół zbiornika, wykonać przepławki dla ryb, itp. Przekształcenie zbiornika to skomplikowany proces, który może potrwać nawet ok. 10 lat.

### **Przeciwnicy tej inwestycji twierdzą, że przekształcenie Raciborza ze zbiornika suchego w mokry zmniejszy jego zdolności przeciwpowodziowe. Pojawiają się też zarzuty, że podczas budowy zbiornika zmieniono bieg Odry.**

Zmiana biegu Odry dotyczyła odcinka zaledwie kilkuset metrów i była to zmiana minimalna, która w żaden sposób nie zakłóciła życia biologicznego w rzece i wokół niej. Kiedy Racibórz stanie się już zbiornikiem mokrym, poprzez przyjęcie właściwego Normalnego Poziomu Piętrzenia (NPP), zachowamy jego zdolności retencji przeciwpowodziowej. Jednocześnie zyskamy możliwości łagodzenia skutków ewentualnej suszy hydrologicznej, co jest również bardzo potrzebne.

Rozmawiała: Jowita Hakobert  
z Wydziału Komunikacji Społecznej PGW Wody Polskie

## **Zbiornik przeciwpowodziowy Racibórz Dolny**

**Koszt inwestycji:** ok. 2 mld złotych

**Źródła finansowania:** Bank Światowy, Bank Rozwoju Rady Europy, Unia Europejska, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, środki z budżetu państwa  
**Wykonawcy:** konsorcjum firm Budimex S.A. (lider) i Ferrovia Agroman S.A.

**Pojemność obiektu:** 185 mln m<sup>3</sup>

**Powierzchnia polderu:** ponad 26 km<sup>2</sup>

**Długość zapór wokół zbiornika:** 22 km

**Obszar ochrony przeciwpowodziowej:** 600 km<sup>2</sup>

**Cel:** ochrona przed powodzią 2,5 mln mieszkańców trzech województw: śląskiego, opolskiego i dolnośląskiego.

**Działanie:** polder umożliwia spłaszczenie fali powodziowej oraz opóźnia moment dojścia fali odrzańskiej do ujścia Nysy Kłodzkiej, zmniejszając tym samym prawdopodobieństwo nałożenia się dwóch kulminacji fal (co miało miejsce podczas Powodzi Tysiąclecia w 1997 roku).



Fot. 1. Widok od strony wody dolnej konstrukcji komory turbiny wodnej

## Ukryty potencjał Dunajca

**Wraz z rozwojem gospodarki zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie w dużym tempie. Jeśli dodamy do tego wciąż malejące zasoby surowców naturalnych, na horyzoncie zaczyna jawić się widmo nieuniknionego kryzysu energetycznego. Z tego powodu powinniśmy, jako społeczeństwo, skupić się nie tylko na zwiększeniu udziału OZE w miksie energetycznym, ale również na możliwie jak najefektywniejszym wykorzystaniu dostępnych odnawialnych zasobów naturalnych. Warta naśladowania jest w tym wypadku działalność ZEW Niedzica, która na swoim obiekcie w Sromowcach Wyżnych wykorzystwała dotychczas tracony potencjał Dunajca.**

Jeziro Sromowieckie, dolny zbiornik Elektrowni Szczytowo-Pompowej Niedzica, jest położony w wyjątkowo pięknej okolicy. Otoczony szczytami Pienin wraz z górnym zbiornikiem ESP Niedzica – Jeziołem Czorszyńskim stanowi cel wakacyjnych podróży wielu osób spragnionych relaksu na łonie natury. Jest to również przykład świetnego wykorzystania potencjału rzeki Dunajec, której wody służą do produkcji energii elektrycznej w dwóch niezależnych elektrowniach wodnych:

1. Elektrowni Szczytowo-Pompowej Niedzica, która wykorzystuje różnicę poziomów pomiędzy taflami Jeziora Czorszyńskiego i Sromowieckiego;
2. Elektrowni Wodnej Sromowce Wyżne korzystającej ze spadku pomiędzy Jeziołem Sromowieckim a płynącym dalej Dunajcem.

### Elektrownia Wodna Niedzica

Plany utworzenia EW Niedzica sięgają początków XX wieku. Był to jeden z elementów budowy zbiorników wodnych na najgroźniejszych dopływach karpackich Wisły. Powstały w wyniku jej budowy Zbiornik Czorszyński miał za zadanie obniżenie kumulacji powodziowych

i zwiększenie przepływów minimalnych w Dunajcu. Mieści on 232 mln m<sup>3</sup> wody, na powierzchni blisko 1226 ha, a jego głębokość dochodzi miejscami do 50 m. Finalnie elektrownia została przekazana do użytkowania w 1997 roku, a za produkcję energii odpowiadają dwie turbiny rewersyjne typu Deriaz, o mocy 46,375 MW każda (44,5 MW mocy w przypadku pracy pompowej), do których woda doprowadzana jest dwoma wydrążonymi w skale sztolniami o średnicy 7 m. Obiekt obecnie pracuje głównie w trybie turbinowym ze względu na kwestie ekonomiczne, które warunkuje obecne ustawodawstwo i regulacje prawne.

### Elektrownia przepływowa Sromowce Wyżne

Poniżej Elektrowni w Niedzicy znajduje się Jezioro Sromowieckie o powierzchni 88 ha i pojemności 7,5 mln m<sup>3</sup>. Pełni ono rolę zbiornika wyrównawczego ESP Niedzica oraz rezerwuaru wody dla elektrowni przepływowej Sromowce Wyżne, wykorzystującej wyrównany odpływ wody z jeziora do Dunajca. Elektrownia została zlokalizowana na lewym brzegu Dunajca poniżej zapory i jazu zbiornika. Doprowadzenie wody do elektrowni odbywa się za

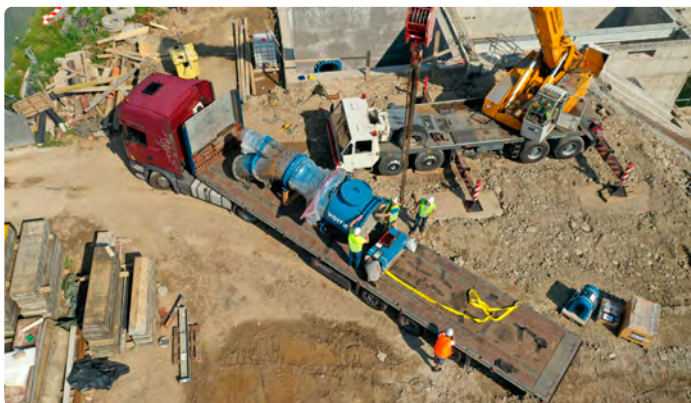
pośrednictwem czterech kanałów żelbetonowych zasilanych ujęciem zlokalizowanym przy lewym przyczółku jazu. Za produkcję energii odpowiadają 4 turbozespoły Flygt o mocy instalowanej 0,52 MW każdy. Dwie z turbin posiadają regulowaną geometrię łopat, dzięki czemu mogą obsługiwać przepływy w zakresie od 2,5 m<sup>3</sup>/s do 8 m<sup>3</sup>/s, a dwie pozostałe mają przełyk nieregulowany, który pozwala im na pracę przy przepływach rzędu 5,2–6,7 m<sup>3</sup>/s. Po uwzględnieniu wytycznych z Instrukcji Gospodarowania Wodą otrzymamy łączny operacyjny zakres przepływów dla Elektrowni Sromowce Wyżne na poziomie 5,4–29,4 m<sup>3</sup>/s.

### Energia do ostatniej kropli wody...

Przyroda choć piękna, nie zawsze daje nam to czego byśmy chcieli – a chcielibyśmy, aby elektrownia pracowała 24 h na dobę przez 365 dni w roku. Jednak do tego potrzebna jest odpowiednia ilość wody o bardzo ustabilizowanym przepływie. Skoro jednak nie możemy do tego zmusić matki natury, należy dokładnie przeanalizować wykorzystanie tego, czym już dysponujemy, a dostępny jest ogromny nieeksploatowany potencjał w postaci stałego przepływu nienaruszalnego na poziomie 4 m<sup>3</sup>/s. Czemu zatem nie wykorzystają takiej szansy?

### Specjaliści w służbie ochrony klimatu

Przedstawiciele ZEW Niedzica we współpracy z inżynierami Enerko Energy Sp. z o.o., specjalizującej się w realizacji kompleksowych rozwiązań dla branży hydroenergetycznej, postanowili wykorzystać ten niespożytkowany wolumen. Dzięki pro-



Fot. 2. Od lewej: przygotowanie do montażu turbiny wodnej, widok obiektu MEW oddanego do eksploatacji

fesjonalnej współpracy udało się wybudować nowy człon elektrowni o nazwie Sromowce V, w której zainstalowano turbinę Kaplana o mocy 0,325 MW wyprodukowaną przez firmę Voith Hydro. Generalnym wykonawcą inwestycji realizowanej na zasadzie „zaprojektuj i wybuduj” była firma Enerko Energy Sp. z o.o. Przed specjalistami postawiono szereg wyzwań, którym musieli sprostać, aby zapewnić właściwe funkcjonowanie obiektu w zgodzie z naturą.

### Kompleksowe podejście do inwestycji

Budowa Małej Elektrowni Wodnej Sromowce V na istniejącym piętrzeniu Sromowce Wyżne była wyzwaniem nie tylko inżynierskim, ale również formalno-prawnym. Aby doszło do jej realizacji, inżynierowie Enerko Energy Sp. z o.o., musieli opracować kompletną, wielobranżową dokumentację projektową i wykonawczą oraz pozyskać wszystkie wymagane prawem decyzje administracyjne, zezwalające na budowę i uruchomienie samej elektrowni oraz dostosowanie ujęcia wody i renowację kanału zasilającego elektrownię. Fakt, że Dunajec jest rzeką graniczną nie ułatwiał sprawy, a w zakres uzgodnień doszły uzgodnienia międzynarodowe, na poziomie odpowiednich ministerstw i komisji. Po dopełnieniu wszelkich formalności, przystąpiono do realizacji robót budowlano-montażowych, które w szczególności obejmowały:

- dostosowanie ujęcia wody i renowację kanału zasilającego MEW Sromowce V,
- przebudowę istniejącej komory przelewowej,
- budowę żelbetowej komory turbozespołu oraz komory wylotowej,
- dostawę i montaż turbiny i generatora wraz z wyposażeniem mechanicznym i elektrycznym,
- budowę silnoprądowych oraz niskoprądowych instalacji elektrycznych obiektu,
- budowę rozdzielnic głównej RG,
- budowę instalacji wyprowadzenia mocy z generatorów,

- budowę instalacji potrzeb własnych budynku,
- budowę przyłącza energetycznego do istniejącej infrastruktury,
- przebudowę instalacji telekomunikacyjnej,
- wykonanie instalacji odwodnienia komory turbozespołu,
- wykonanie systemu wentylacji wewnątrz komory turbozespołu,
- wykonanie instalacji ogrzewania,
- przeszkolenie personelu zamawiającego,
- przeprowadzenie rozruchu urządzeń,
- przeprowadzenie prób końcowych,
- zapewnienie serwisowania instalacji i wchodzących w jej skład urządzeń w czasie trwania okresu zgłaszania wad, a następnie w okresie rękojmi oraz po jego zakończeniu w ramach serwisu pogwarancyjnego.

Aby ograniczyć koszty inwestycji, a co za tym idzie przyspieszyć zwrot poniesionych nakładów, do zasilenia turbiny w wodę postanowiono wykorzystać nieużywany żelbetowy kanał doprowadzania wody do planowanego, ale nigdy nie zrealizowanego, ośrodka zarybieniowego. W tym celu wykonano jego reprofilację i modernizację oraz zamontowano wszelkie niezbędne wyposażenie w postaci zamknięcia głównego i awaryjnego oraz krat na wejściu do ujęcia. Dodatkowo kanał został zabezpieczony żywicami epoksydowymi, dzięki czemu zmniejszono chropowatość jego ścian i zniwelowano hydrauliczne straty liniowe przepływającej wody.

### Ważne jest wnętrze

Sercem elektrowni jest hydrozespół składający się z turbiny Kaplana i trójfazowego generatora synchronicznego, zainstalowanych w układzie poziomym, połączonych z rurą ssącą wychodzącą do komory wylotowej. Aby zmaksymalizować wydajność układu, obroty generatora dopasowano do obrotów turbiny, przez co

wyeliminowano konieczność zastosowania przekładni, a sam generator połączono bezpośrednio z wałem turbiny. Zarówno piasta, jak i regulowane łopatki wirnika wykonane są ze stali nierdzewnej, a sama regulacja łopatek odbywa się z wykorzystaniem siłownika hydraulicznego przechodzącego przez drążony wał turbiny i generatora. Określenie pozycji łopatek następuje poprzez indukcyjny przetwornik położenia. W obrębie łopatek wirnika, komora wykonana jest ze stali nierdzewnej i ukształtowana częściowo sferycznie w celu uzyskania stałej szczeliny w każdej pozycji łopatek wirnika. Pozostała część obudowy w formie stożka jest wykonana jako konstrukcja spawana z kołnierzami montażowymi, umożliwiającymi połączenie z kolanem rury ssącej. Aby zapewnić łatwą konserwację i czynności inspekcyjne, komorę wirnika wykonano w formie dwuczęściowej. Układ kierowniczy turbiny wyposażony jest w 16 łopat kierunkowych, które są połączone dźwigniami regulacyjnymi z pierścieniem regulacyjnym. Co druga dźwignia jest elastyczna w celu zabezpieczenia układu na wypadek zaklinowania dużego elementu podczas procedury zamykania kierownicy, a ich pozycja jest monitorowana przez automatykę

### Parametry techniczne MEW Sromowce V

- Typ turbiny: Kaplan w układzie „S”
- Spad brutto: 5 – 10 m
- Przepływ instalowany: 4 m<sup>3</sup>/s (min. 0,8 m<sup>3</sup>/s)
- Sprawność turbiny: 91%
- Rodzaj generatora: synchroniczny
- Moc nominalna: 325 kW
- Sprawność generatora: 96%
- Liczba godzin pracy w roku: 8640 h (24 h x 360 dni)
- Napięcie robocze: 0,4 kV



Fot. 3. Kluczowe elementy wyposażenia MEW: turbina wodna, zasilacz hydrauliczny, szafy elektryczne/regulator turbiny, generator synchroniczny

objektu. Aby zagwarantować pewność zamknięcia kierownicy, jest ono wywoływane przez przeciwwagę, natomiast do otwarcia i regulacji służy siłownik hydrauliczny. Główny węzeł łożyskowy turbiny stanowi zespół łożysk tocznych smarowanych olejowo, przenoszących siły promieniowe i osiowe wału, a każde łożysko jest wyposażone w czujnik temperatury PT100, czujnik drgań (SPM) oraz układ kontroli oleju, który monitoruje jego poziom konieczny dla bezpiecznej pracy łożyska. Łożyskowanie wyposażone jest w układ chłodzenia (wymienik ciepła typu woda/olej) zlokalizowany w misce olejowej.

Elektrownia będzie pracowała w trybie automatycznym z przesyłem informacji do nadrzędnego systemu wizualizacji SCADA, a jej obsługa będzie ograniczona jedynie do okresowych przeglądów kontrolnych i serwisowych. MEW Sromowce V jest przystosowana do pracy ciągłej, 24 h na dobę przez 360 dni w roku.

#### Praca w sieci lub poza nią

Do zarządzania i sterowania pracą obiektu wykorzystano zaawansowane systemy nadzoru i automatyki, które poza optymalizacją pracy hydrozespołu są w stanie zapewnić właściwe parametry sieci przy jego pracy wyspowej, a nawet start po wystąpieniu black-out'u. Jest to bardzo istotna funkcja z punktu widzenia Krajowego Sys-

temu Elektroenergetycznego, ponieważ na wypadek awarii dużych bloków elektroenergetycznych, obiekt taki jak MEW Sromowce V, we współpracy z EW Niedzica będzie mógł pomóc w ich ponownym rozruchu i powrocie do KSE. Co ciekawe, próby odbudowy systemu elektroenergetycznego przeprowadzono już kilkakrotnie z elektrowniami Skawina i Jaworzno. Pierwsza z tych prób była wykonana w 1996 roku. Próby wypadły pomyślnie oraz wykazały, że jednostki wytwórcze elektrowni są zdolne do przechodzenia do pracy wyspowej przy różnie spotykanych w eksploatacji warunkach niezrównoważenia mocy przed wydzieleniem oraz trwałego ich potem utrzymania w ruchu, przy zachodzących zmianach obciążenia na wyspie z częstotliwością i napięciem, regulowanych w granicach dopuszczalnych odchyień.

#### Czy było warto?

MEW Sromowce V, zrealizowana przy istniejącej już elektrowni i piętrzeniu może służyć jako dobry przykład odpowiedzialnego gospodarowania aktywami oraz maksymalnego wykorzystania dostępnego potencjału hydroenergetycznego przy już funkcjonujących elektrowniach. Obiekt w Sromowcach Wyżnych nie jest w tym wypadku wyjątkiem na tle elektrowni wodnych w Polsce. Również w innych tego typu obiektach często dostępny jest niewykorzystany potencjał, który po dokładnej analizie może zostać

zagoszodarowany na potrzeby wytwórcze energii elektrycznej.

Enerko Energy Sp. z o.o. specjalizuje się w kompleksowej obsłudze inwestycji hydroenergetycznych i oferuje obsługę na każdym etapie współpracy. Każdy projekt elektrowni wodnych jest unikatowy i wymaga od wykonawców indywidualnego podejścia. Na wszystkich płaszczyznach naszych działań – w projektowaniu, budownictwie, konstruowaniu czy analizach stosujemy nowoczesne narzędzia i rozwiązania technologiczne. Nadrzędnym celem jest zapewnienie klientom maksymalnej zyskowności projektu inwestycyjnego w całym okresie życia instalacji, od fazy jego analizy po prowadzenie wieloletniej eksploatacji. Dlatego budujemy indywidualne zespoły, zatrudniamy profesjonalnych podwykonawców, a nasze doświadczenie, wiedza i rzetelność pozwalają nam na realizację nawet najbardziej skomplikowanych projektów.



**Piotr Włodarski**  
Dział Rozwoju  
Enerko Energy Sp. z o.o.

Zdjęcia pochodzą z archiwum firmy  
**Enerko Energy Sp. z o.o.**



Fot. 1. Widok hali maszyn podczas montażu wirnika generatora

## Elektrownia szczytowo-pompowa Nant de Drance – przegląd inwestycji

**Wraz z szybkim rozwojem odnawialnych źródeł energii oraz planowaną likwidacją wielu europejskich elektrowni jądrowych, potrzeba posiadania w najbliższej przyszłości wielkoskalowych, adaptowalnych rozwiązań w zakresie magazynowania i wytwarzania energii elektrycznej jawi się jako oczywista. Nowoczesne elektrownie szczytowo-pompowe oferują sprawdzone i wydajne rozwiązanie problemu niestabilności sieci oraz wyrównania podaży i popytu na energię.**

Projekt Nant de Drance, zlokalizowany w szwajcarskim kantonie Valais, zakładał dodanie elektrowni szczytowo-pompowej o mocy 900 MW do istniejącego systemu hydroenergetycznego poprzez połączenie dwóch istniejących zbiorników Emosson i Vieux-Emosson. Przewidywaną moc osiągnięto dzięki zainstalowaniu sześciu turbin odwracalnych o zmiennej prędkości obrotowej, dysponujących mocą 150 MW każda oraz dzięki podwyższeniu górnej, mniejszej zapory Vieux-Emosson w celu podwojenia pojemności zbiornika wody górnej. Elektrownia dysponuje pojemnością magazynową 20 GWh. Jej oficjalne przekazanie do eksploatacji odbyło się 9 września br.

### Zarys tła projektu

Obiekt Nant de Drance został zbudowany w ramach istniejącego systemu hydro-

energetycznego, który był stale rozwijany przez ostatnie 100 lat:

- pierwszym zbiornikiem zbudowanym na tym terenie był Barberine, zbudowany w latach 1920–1926 przez Szwajcarskie Koleje Federalne (SBB), w celu zasilenia sieci kolei elektrycznej,
- zbiornik Vieux-Emosson, położony 2205 m n.p.m., powyżej Barberine, został zbudowany przez SBB w latach 1952–1955 w celu zapewnienia dodatkowych 10 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowej dla systemu. Wytwarzanie energii przy tym spadzie (przyszła elektrownia Nant de Drance) nie było wówczas uważane za gospodarczo uzasadnione,
- w latach 1967–1975 zapora Emosson (180 m wysokości oraz 560 m długości korony zapory) została zbudowana przez francusko-szwajcarską spółkę joint venture (EDF i ATEL), zatapiając pierwotny zbiornik Barberine. Równolegle wybudowano dużą sieć podziemnych sztolni i tuneli w celu zwiększenia obszaru zlewni hydrologicznej.

### Przegląd projektu Nant de Drance

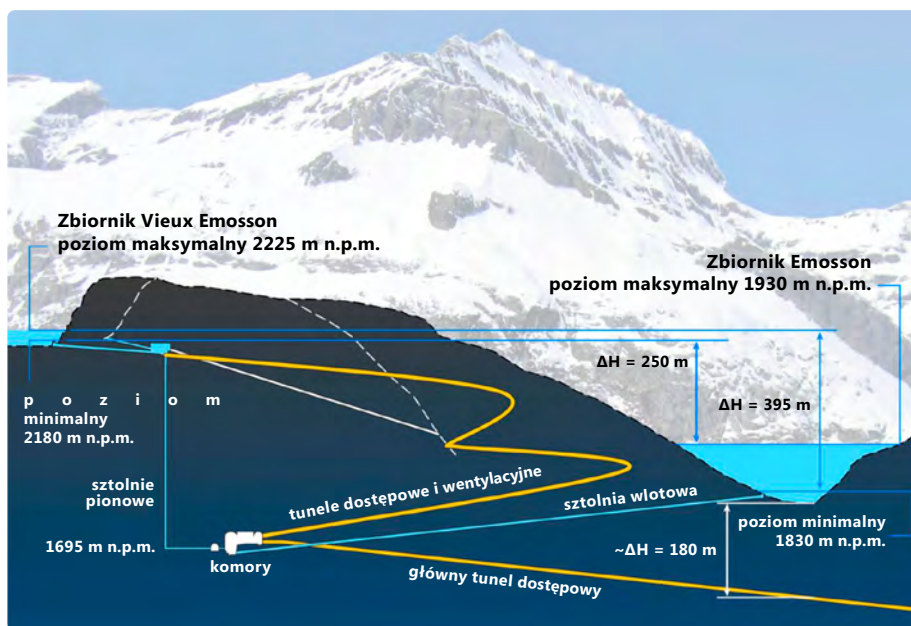
Projekt Nant de Drance składa się z elektrowni szczytowo-pompowej o mocy 900 MW (fot. 1), łączącej dwa istniejące zbiorniki Emosson (1930 m n.p.m.) i Vieux-Emosson (2225 m n.p.m.) położone w Alpach (fot. 2), w południowo-zachodniej Szwajcarii. Projekt został początkowo zaprojektowany na łączną moc 600 MW,

którą zapewniały cztery turbiny odwracalne o zmiennej prędkości obrotowej, każda o mocy 150 MW. W fazie sporządzania projektu wykonawczego, moc zainstalowana została zwiększona do 900 MW, poprzez dodanie dwóch turbin odwracalnych o mocy 150 MW oraz poprzez podniesienie wysokości górnej, 45-metrowej zapory Vieux Emosson o dodatkowe 21,5 m, podwajając tym samym pojemność górnego zbiornika.

W celu wybudowania i uzyskania dostępu do głównej komory elektrowni, komory transformatora, sztolni prowadzących wodę oraz komór zaworów, wykopano system tuneli dostępowych o długości 14 km. Główny tunel dostępowy, łączący główne wejście (zlokalizowane w wiosce Châtelard na wysokości 1100 m n.p.m.) z główną komorą elektrowni (zlokalizowaną na wysokości około 1700 m n.p.m.), ma długość 5,6 km i nachylenie ponad 10%. Do budo-



Fot. 2. Widok istniejącego systemu energetycznego z zapory Vieux-Emosson



Rys. 1. Przekrój części energetycznej oraz korytarzy dostępowych elektrowni

wy tego tunelu użyto maszyny drążącej o średnicy 9,45 m, przystosowanej do wiercenia w skałach o wysokiej twardości. Tunel został ukończony pod koniec sierpnia 2012 roku. Pozostałe tunele dostępowe o przekrojach 46 albo 52 m<sup>2</sup> i nachyleniu do 12% drążone były metodą wiertniczo-strzałową. Powyżej przedstawiono przekrój elektrowni (rys. 1).

W podziemnej komorze elektrowni, zlokalizowanej 600 m pod powierzchnią ziemi, znajdują się odwracalne turbiny Francis a o zmiennej prędkości obrotowej.

Kluczowe informacje na temat projektu Nant de Drance zostały przedstawione w tabeli 1 poniżej.

### Kluczowi interesariusze projektu

Nant de Drance jest wspólnym przedsięwzięciem kilku szwajcarskich przedsiębiorstw użyteczności publicznej i firm energetycznych oraz Szwajcarskich Kolei Federalnych (SBB). Udziałowców podsumowano w tabeli (tab. 2).

Koszt projektu	<b>2,2 mld CHF (~2,2 mld EUR)</b>
Moc zainstalowana	<b>900 MW (6 x 150 MW)</b>
Pojemność magazynowa	<b>20 GWh</b>
Spad	<b>minimalny: 250 m, maksymalny: 395 m</b>
Przepływ maksymalny	<b>2 x 180 m<sup>3</sup>/s</b>
Rozpoczęcie prac	<b>jesień 2008</b>
Przekazanie do eksploatacji	<b>2022</b>

Tab. 1. Kluczowe parametry obiektu Nant de Drance

Przedsiębiorstwo	Udział w Nant de Drance
Alpiq (przedsiębiorstwo energetyczne)	39%
SBB (Szwajcarskie Koleje Federalne)	36%
IWB (przedsiębiorstwo uż. publ.)	15%
FMV (przedsiębiorstwo energetyczne)	10%

Tab. 2. Udziałowcy projektu Nant de Drance

Główni konsultanci zaangażowani w projektowanie Nant de Drance zostali podsumowani w poniższej tabeli (tab. 3):

Przedsiębiorstwo	Udział w Nant de Drance
AF Consult (obecnie AFRY)	konsultant generalny
BG Consulting Engineers	komory elektrowni i rozdzielni
Pöyry (obecnie AFRY)	ciągi wodne, tunele dostępowe
SRP oraz PRA	gospodarka odpadami
Stucky (Gruner Group)	podwyższenie zapory Vieux-Emosson

Tab. 3. Główni wykonawcy prac projektowych w ramach projektu Nant de Drance

Główni wykonawcy zaangażowani w projekt Nant de Drance zostali podsumowani w tabeli 4:

Przedsiębiorstwo	Udział w Nant de Drance
GMI (joint-venture pomiędzy Marti a Implemia)	prace konstrukcyjno-budowlane
GE Hydro	prace elektromechaniczne
Andritz Hydro	montaż okładzin stalowych
ABB	prace elektrotechniczne
KEVT	generalny wykonawca

Tab. 4. Spis głównych wykonawców

### Kluczowe cechy elektrowni Nant de Drance

W tej części przedstawiono niektóre szczególne cechy obiektu, trudności napotkane w trakcie budowy i rozwiązania inżynierskie opracowane w celu ich przezwyciężenia.

### Warunki geologiczne i tunele dostępowe

Komory elektrowni znajdują się w skałach metamorficznych pochodzenia osadowego należących do platformy krystalicznej masywu Aiguilles Rouges (obszar Mont-Blanc). Nadkład w osi komory głównej elektrowni wynosi około 600 m. Sektor komór został zbadany poprzez wykonanie 5 odwiertów rdzeniowych do głębokości 660 m.

Napotkane litologie, z których wszystkie wykazują doskonałe właściwości geomechaniczne, to gnejsy łupkowe, mikaszyty, metaszarogłazy (łupki bogate w chloryt) i paragnejsy (gnejsy gruboziarniste). Skały te są w dobrym stanie, twarde, laminowane do międzywarstwowych. Główna płaszczyzna laminacji upada pod kątem 70–80° (prawie prostopadłym do osi komory). Nie ma to wpływu na stabilność skały, która jest globalnie dobra do bardzo dobrej. Stan spękań można określić jako słabo spękań do niespękanego. Spękania są na ogół zamknięte, z krystalizacją kwarcu, epidotu i kalcytu. Obserwowane spękania są słabo trwałe. Stwierdzono występowanie sześciu typów szczelin. Z punktu widzenia hydrogeologicznego napotkano kilka przepływów szczelinowych. Napotkane pojedyncze przepływy są bardzo niskie, nigdy nie przekraczają 0,1 l/s. Komory i tunele dostępowe zostały wydrążone metodą wiertniczo-strzałową, z wyjątkiem głównego tunelu dostępowego, który został wydrążony przy użyciu maszyny drążącej o średnicy 9,45 m, przystosowanej do wiercenia tuneli w twardej skale (fot. 3).

### Komory elektrowni

Główna komora elektrowni posiada szerokość 32 m, wysokość 52 m i długości 194 m. Jest ona połączona z położoną w jej sąsiedztwie komorą transformatorowo-rozdzielczą o szerokości 20 m, wysokości 15 m i długości 130 m. Należą one do największych tego typu obiektów w Europie. Widok w pełni wydrążonej głównej komory elektrowni przedstawiono na fotografii 4.



Fot. 3. Montaż głowicy wiertniczej maszyny drążącej w przełęczy w pobliżu miejscowości Châtelard



Fot. 6. Trójnik rozwidlający z redukcją średnicy z 5,5 m do 3,2 m



Fot. 7. Wiertnica wznosząca wykonująca odwierty dla potrzeb budowy szybów ciśnieniowych



Fot. 4. W pełni wydrążona główna komora elektrowni, lato 2014

### Szyby ciśnieniowe

Projekt obejmuje dwa tory wodne, z których każdy składa się z betonowej sztolni ciśnieniowej o długości 200 m ( $\varnothing = 7,70$  m), następnie betonowego szybu pionowego o długości 434 m ( $\varnothing = 7,00$  m) (fot. 5) oraz stalowego kanału ciśnieniowego o długości 130 m ( $\varnothing = 5,50$  m) wraz z trójnikami rozwidlającymi ( $\varnothing = 3,20$  m każdy) (fot. 6).

Szyby ciśnieniowe drążone były techniką wiercenia rdzeniowego wznoszącego, która obejmowała następujące etapy:

- wiercenie otworu prowadzącego od góry do dołu,
- założenie wiertła i drążenie wyrobiska od dołu do góry (fot. 7),
- poszerzenie wyrobiska od góry do dołu (za pomocą metody wiertniczo-strzałowej).



Fot. 5. Montaż przepustnicy motylowej na górnym odcinku toru wodnego pomiędzy zbiornikiem Vieux Emosson i szybem pionowym

### Ujęcie wody dolnej

Budowa Nant de Drance musiała być prowadzona przy jednoczesnym utrzymaniu funkcjonowania zapory Emosson, czyli zapewnieniu najkrótszych przerw w jej pracy. Z tego powodu przedział czasowy na wykonanie ujęcia wody dolnej był zbyt krótki, aby można je było zbudować, wykonując roboty na dnie zbiornika.

Opracowano rozwiązanie polegające na zbudowaniu elementów konstrukcyjnych ujęć przy wysokim poziomie wody (fot. 8), a następnie spławieniu ich do miejsca przeznaczenia (fot. 9). Połączenie między ujęciami i ciągami wodnymi zostało ukończone dopiero po odbiorze konstrukcji ujęcia wody dolnej.

### Zwiększenie wysokości zapory Vieux-Emosson

W związku z planowanym zwiększeniem mocy zainstalowanej elektrowni Nant de Drance, o którym zdecydowano w trakcie fazy projektowania wykonawczego obiektu, konieczne było zwiększenie wysokości zapory Vieux-Emosson (ostateczna wysokość zbiornika wody górnej. W ten sposób zapora została przekształcona z zapory łukowej o pojedynczej krzywiznie w zapórę o podwójnej krzywiznie. Podwyższenie to przeprowadzono w następujących etapach:

- rozbiórka górnych 20 m zapory w celu skorygowania jej geometrii,
- przebudowa górnych 40 m do nowego poziomu korony,
- wstrzyknięcie zaprawy i obróbka powierzchni zapory.

Operację podwyższania zapory przedstawiono na fotografii 10.

### Gospodarka odpadami

Gospodarowanie urobkiem powstałym w wyniku budowy elektrowni Nant de Drance było żmudnym zadaniem. Podczas budowy powstało ponad 4,2 miliona



Fot. 8. Budowa ujęcia wody dolnej



Fot. 9. Spławianie konstrukcji ujęcia wody dolnej przez zbiornik Emosson

ton urobku, w tym znaczna ilość urobku zawierającego duże ilości pierwiastków promieniotwórczych i arsenu (pierwiastki te występują naturalnie w podłożu skalnym), który wymagał specjalistycznego zagospodarowania.

Ze względu na ograniczone możliwości zasypanywania i chęć zminimalizowania wpływu na środowisko, w trakcie wykonywania robót od samego początku zastosowano następujące środki:

- produkcja całego betonu na potrzeby budowy obiektu odbywała się przy wykorzystaniu kruszywa wytworzonego z urobku (600 000 ton urobku wykorzystano ponownie) (fot. 11),



Fot. 10. Podwyższanie zapory Vieux-Emosson, lipiec 2013

- wykorzystanie urobku do zasypania i rewitalizacji istniejącego kamieniołomu (fot. 12).

### **Turbiny o zmiennej prędkości obrotowej**

W przeciwieństwie do konwencjonalnych elektrowni szczytowo-pompowych, w których nie można regulować mocy poszczególnych hydrozespołów, elektrownia Nant de Drance jest wyposażona w generatory i odwracalne turbiny Francis'a o zmiennej prędkości obrotowej. Pozwalają one magazynować energię elektryczną w ilości dokładnie odpowiadającej nadmiarowi występującemu w sieci energetycznej, dzięki czemu regionalnie produkowana energia pochodząca z turbin wiatrowych i fotowoltaiki nie jest marnowana. Poza zwiększeniem sprawności całego systemu energetycznego, turbiny o zmiennej prędkości obrotowej same w sobie są bardziej wydajne niż ich odpowiedniki o stałej prędkości. Przetwarzają większy odsetek energii potencjalnej podczas pracy generatorowej oraz zużywają mniej energii elektrycznej w reżimie pracy pompowej. Poza tym, korzyści z zastosowania turbin o zmiennej prędkości obrotowej obejmują:

- sterowanie poziomem energii zużywanej w trybie pracy pompowej – ułatwia to magazynowanie energii, gdy poziom zapasu mocy w sieci jest niski, co przekłada się na ograniczenie liczby cykli uruchomień i zatrzymań hydrozespołów, a także pomaga stabilizować częstotliwość lub napięcie sieci przesyłowej podczas pracy w trybie pompowania,
- możliwość pracy hydrozespołów w pobliżu punktu optymalnej sprawności turbiny, co powoduje znaczny wzrost całkowitej sprawności elektrowni. W przypadku Nant de Drance wynosi ona ponad 80%, co jest obecnie jedną z najwyższych wartości dla elektrowni szczytowo-pompowych,
- zmniejszenie prawdopodobieństwa pracy w reżimach mogących wywołać niestabilność przepływu lub kawitację, co przekłada się bezpośrednio na poprawę niezawodności, zmniejszenie ilości



Fot. 11. Produkcja kruszywa z urobku

- koniecznych do wykonania przeglądów, a w konsekwencji zwiększenie żywotności hydrozespołów,
- pracę w szerszym zakresie dopuszczalnej wysokości spadku, co zmniejsza ryzyko przestojów elektrowni,
- możliwość korygowania nagłych zakłóceń/zmian napięcia dzięki niemal natychmiastowemu dostosowaniu mocy wyjściowej całego obiektu.

Ponieważ Nant de Drance będzie często zmieniać reżim swej pracy, musi to następować w sposób błyskawiczny. Podczas gdy rozruch elektrowni węglowej trwa ponad cztery godziny, a gazowo-parowego układu turbin dwie do trzech godzin, turbiny odwracalne elektrowni Nant de Drance mogą zacząć produkować 900 megawatów w ciągu zaledwie 100 sekund. Kiedy sieć nagle ma więcej mocy niż potrzebuje, Nant de Drance może zareagować w czasie niewiele dłuższym – przejście z produkcyjnego reżimu pracy do reżimu pompowego zajmuje ok. 6 minut. Skala tego alpejskiego obiektu czyni go również potężnym narzędziem do wyrównywania cykli wzrostu i spadku podaży energii elektrycznej, powstających przez dobowe wahania ilości energii produkowanej w odnawialnych źródłach energii o zmiennej charakterystyce pracy (wiatr, fotowoltaika). Po napełnieniu, zbiornik Vieux-Emosson może dostarczyć około 20 gigawatogodzin energii elektrycznej. Na fotografiach 13, 14, 15 przedstawiono kolejno montaż obudowy spiralnej, turbiny oraz zaworu kulowego.

### **Ochrona środowiska**

Jednym z priorytetów firmy zarządzającej obiektem Nant de Drance i organów wydających niezbędne zezwolenia jest maksymalne ograniczenie wpływu elektrowni na środowisko. Piętnaście projektów o łącznym koszcie dwudziestu dwóch milionów franków szwajcarskich zostało lub wkrótce zostanie zrealizowanych, po to, aby zrownoważać wpływ na środowisko samej elek-



Fot. 12. Zасыpywanie urobkiem istniejącego kamieniołomu La Gueulaz (mógł on pomieścić 350,000 m<sup>3</sup> urobku)



Fot. 13. Montaż obudowy spiralnej turbiny



Fot. 14. Montaż wirnika turbiny



Fot. 15. Instalacja zaworu kulowego pod turbiną

trowni szczytowo-pompowej oraz linii bardzo wysokiego napięcia, łączącej elektrownię z siecią energetyczną. Prace kompensacyjne są nadzorowane przez spółkę Nant de Drance S.A. i monitorowane przez grupę doradcą reprezentowaną przez WWF, organizację Pro Natura, odpowiednie władze publiczne, przedstawiciele kanto-



Fot. 16. Renaturyzacja kanału Lantze w pobliżu Vernayaz

nu Valais, jak również Szwajcarski Federalny Urząd Energetyki.

Większość działań ma na celu lokalne odtworzenie określonych biotopów, zwłaszcza terenów podmokłych, aby ułatwić rekolonizację tego obszaru przez niektóre rzadkie lub zagrożone gatunki zwierząt i roślin:

- w pobliżu obiektu prowadzone są cztery pomiary środowiskowe. Dotyczą one czterech obszarów znajdujących się: w Châtelard, w Bierle (gmina Trient), na przełęczy Gueulaz i u podnóża zapory Vieux-Emosson. Obszary te zostały wykorzystane jako miejsce składowania urobku z tuneli i komór elektrowni. Spółka Nant de Drance zajmuje się rekultywacją tych obszarów. W miejscowości Châtelard planowane jest również stworzenie ścieżki edukacyjnej,
- napowietrzna linia energetyczna będąca własnością spółki Salanfe S.A., znajdująca się pomiędzy zakładem Miéville a Salanfe, została przekonstruowana w linię podziemną, ponieważ linia napowietrzna stanowiła niebezpieczeństwo dla ptaków,
- w miejscowości Salvan, po wycięciu zarośli, odtworzono pastwiska. Zostaną również utworzone biotopy o charakterze podmokłym. Działanie to jest realizowane we współpracy z rolnikami i hodowcami z regionu i umożliwia wspieranie rolnictwa górskiego,
- podmokły teren Fond du Mont w Vernayaz, który został osuszony, został, we współpracy z gminą, przywrócony do stanu pierwotnego. W ramach tego projektu kanał Lantze zostanie poddany renaturyzacji (fot. 16), a w dolnym biegu rzeki Salanfe, w Miéville, zostaną utworzone małe zbiorniki retencyjne,
- koryto rzeki Trient w Vernayaz zostanie poszerzone poprzez przeniesienie grobli pomiędzy most kolejowy a most drogowy, tak aby stworzyć strefę aluwialną i zapewnić więcej przestrzeni dla koryta rzeki.

Ponadto, w sąsiedztwie rzeki Trient planuje się utworzenie biotopów pokrewnych biotopowi koryta rzeki,

- w gminie Dorénaz, w miejscowości Alesse, prowadzone są prace w ramach projektu zabezpieczenia koryta strumienia, a wzdłuż prawego brzegu Rodanu utworzono teren podmokły,
- od ujścia rzeki Trient do mostu w Dorénaz, koryto Rodanu zostanie poszerzone, tak aby zapewnić bezpieczeństwo przepływu o zwiększonym wolumenie, zwłaszcza na wypadek powodzi. Działanie to zostało uznane za priorytetowe, i jest realizowane jako część trzeciej regulacji biegu Rodanu,
- działanie pod nazwą „Lac des Sables”, będzie polegało na rekultywacji jeziora w kamieniołomie żwiru i stworzeniu terenów podmokłych w górnym biegu Rodanu, w pobliżu miejscowości Martigny,
- w gminie Martigny, w lesie wzdłuż kanału Bienvenue, w celu zwiększenia populacji płazów, a dokładniej ropuch żółtych, utworzono biotopy podmokłe,
- w Saxon, w ramach projektu zabezpieczenia kanałów gminnych, zakończono poszerzenie i regenerację tych kanałów – drugorzędnym celem tego przedsięwzięcia jest również promowanie różnorodności biologicznej w lokalnym środowisku,
- spółka Nant de Drance, we współpracy z WWF, prowadzi obecnie projekt mający na celu wyeliminowanie roślin inwazyjnych, m.in. rdestowca japońskiego, które skolonizowały brzegi rzeki Trient.

#### Oficjalne oddanie do użytku

Po 14 latach prac, elektrownia Nant de Drance została oficjalnie oddana do użytku 9 września br. Ceremonia otwarcia odbyła się z udziałem Simonetty Sommarugi, członka Szwajcarskiej Rady Federalnej i Roberto Schmidta, przewodniczącego rady kantonu Valais. W najintensywniejszym momencie prac budowlanych na miejscu obecnych

było do 650 robotników, z których większość wykonywała prace głęboko pod ziemią, w szczególnie trudnych warunkach alpejskich – pracując przy projekcie o wyjątkowej skali i złożoności. Przez cały proces budowy elektrowni nie odnotowano żadnych poważnych wypadków, co jest godne podziwu, biorąc pod uwagę skalę projektu.

#### Zakończenie

Biorąc pod uwagę dzisiejszy kontekst produkcji energii elektrycznej oraz przyszły trend, zdolność do szybkiego przechowywania i generowania energii elektrycznej w sieci będzie coraz ważniejsza. Dzięki możliwości magazynowania lub oddawania do sieci do 900 MW mocy, Nant de Drance będzie kluczowym instrumentem stabilizacji i regulacji szwajcarskiej, a także europejskiej sieci energetycznej.

#### Podziękowania

Autor chciałby podziękować spółce Nant de Drance S.A. oraz firmie GE Renewable Energy, za wsparcie przy pisaniu tego artykułu, za dostarczenie informacji na temat turbin odwracalnych o zmiennej prędkości obrotowej, środków ochrony środowiska, a także dostarczenie ilustracji.

W celu uzyskania bardziej szczegółowych informacji dotyczących modelowania wyrobiska i konstrukcji elektrowni, czytelnik może zapoznać się z następującymi artykułami:

1. Nilipour, N., Garin, E., Ihly, T., Seingre, G., "Adding a 900-MW pumped storage power plant between existing reservoirs in the Swiss Alps", Proceedings, HYDRO 2012, 29–31 październik 2012, Bilbao
2. Garin, E., Nilipour, N., Fournier-Bidoz, L., Kohler, P., "Geomechanical design of a large deep underground powerplant", Proceedings, HYDRO 2012, 29–31 październik 2012, Bilbao
3. BG Consulting Engineers Ltd., "SCIA User Contest 2015: Nant de Drance", 16.02.2015
4. Kazerani, T., Nilipour, N., Garin, E., Seingre, G., "Application of numerical modelling for large-scale underground excavation in foliated rock mass", Proceedings, EUROCK 2015 & 64th Geomechanics Colloquium, Schubert Ed.

**Patrick Heck**  
**Nima Nilipour**  
**Gérard Seingre**  
BG Consulting Engineers



Fot. 1. MEW Żarki obecnie  
Źródło: Karolina Stefaniak

## MEW Żarki, gdzie historia wita się z nowoczesnością

**Zastępowanie przestarzałych, niesprawnych układów wytwórczych nowymi, wyposażonymi w indywidualnie dopasowane, zautomatyzowane hydrozespoły, to obecnie silny trend na rynku MEW. Bezpośrednimi przyczynami tego zjawiska są korzystne warunki dofinansowania do energii pochodzącej z OZE dla instalacji wypełniających definicję nowego źródła wytwórczego oraz paradoksalnie – aktualne zawirowania na rynku energii. Nowe źródła to nie tylko nowe obiekty, ale też małe elektrownie wodne po repoweringu, takie jak MEW Żarki. Przyjrzyjmy się inwestycji, która może być źródłem dobrych praktyk dla innych właścicieli MEW.**

Historia małej elektrowni wodnej Żarki (fot.1), urokliwie położonej w obrębie niespełna 3-hektarowej leśnej enklawy, sięga 1904 r., kiedy funkcjonujący w tym miejscu młyn wodny został przekształcony w elektrownię zawodową (fot. 2). Był to jeden z pierwszych tego typu obiektów na Pomorzu, co potwierdzają niemieckojęzyczne źródła literaturowe z 1913 r.<sup>1</sup> Elektrownia przetrwała dwie wojny światowe. Została jednak zamknięta w latach 50. XX w., kiedy ówczesne władze komunistyczne masowo likwidowały prywatne siłownie wodne, uzależniając tym samym mieszkańców od dostaw prądu z państwowego systemu elektroenergetycznego (elektrownia Żarki przed

zamknięciem zasilala w energię elektryczną okoliczne majątki ziemskie). Pozostający bez nadzoru obiekt popadł w kolejnych dekadach w ruinę (fot. 3).

Mimo całkowitego zniszczenia MEW, pozostało piętrzenie na Gwdzie i budynek mieszkalny sąsiadujący z ruinami obiektu, którymi na początku lat 80 ubiegłego wieku zainteresowali się obecni właściciele, i które wykorzystali do spełnienia swojego marzenia o małej elektrowni wodnej. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że starania inwestycyjne rozpoczęto w czasach, kiedy przejawy obywatelskiej przedsiębiorczości nie były jeszcze zbyt dobrze widziane przez urzędników państwowych (mimo uchwały Rady Ministrów zezwalającej osobom pry-

watnym na przejście budowlami wodnych i budowę elektrowni<sup>2</sup>), a bezwładność i biurokratyzacja poszczególnych instytucji (w tym zakładu energetycznego) potrafiła skutecznie zniechęcić interesantów. Fakt ten mocno utrudniał zwłaszcza pierwszy, administracyjny etap inwestycji. Godny podziwu upór w dążeniu do celu (łącznie z interwencją w Komitecie Centralnym PZPR) opłacił się, bo po 4 latach od podjęcia decyzji i rozpoczęcia starań, udało się uzyskać pozwolenie wodnoprawne dla małej elektrowni wodnej (1985 rok), a następnie pozwolenie na budowę oraz prawo własności

<sup>1</sup> Ludnin A. 1913, Die Wasserkräfte – ihr Ausbau und ihre wirtschaftliche Ausnutzung, verlag Julius Springer

<sup>2</sup> Uchwała nr 192 Rady Ministrów z dnia 7 września 1981 r. w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej



Fot. 2. MEW Żarki w I połowie XX w.



Fot. 3. Widok na jaz i ruiny budynku MEW (lata 80. XX w.)

do nieruchomości, która wcześniej podlegała Skarbowi Państwa. W listopadzie 1989 r. uruchomiono obiekt i rozpoczęto produkcję energii elektrycznej.

Elektrownia Żarki powstawała metodą gospodarczą, znacznym wysiłkiem jej właścicieli. Ciekawostką jest, że pierwszą z turbin Kaplana (z 1924 r.) wyszukali i wykopa-

li własnymi rękami z osadów zalegających w piwnicach dawnej siłowni, wchodzącej w skład jednej z papierni na Dolnym Śląsku. Turbina została przez nich odnowiona i zamontowana w elektrowni. Drugą turbinę właściciele wykonali częściowo samodzielnie, tj. zamówili odlew i we własnym zakresie wykonali jej obróbkę. Również całe oprzyrządowanie elektrowni zaprojekto-

wali i wykonali własnymi rękoma z części, jakie udało im się pozyskać (interesujące jest to, że przekładnia kątowna między generatorem a turbiną stanowiła pierwotnie część spalinowozu).

Streszczając barwną historię powstania obiektu nie można nie wspomnieć o wsparciu, jakiego udzielił właścicielom inżynier Marian Hoffmann (nazywany ojcem powojennej energetyki wodnej), z którym w późniejszych latach działali wspólnie w Towarzystwie Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. Owocem tej współpracy było podjęcie licznych inicjatyw na polu prawno-administracyjnym oraz opracowanie rozwiązań technologicznych, które ułatwiały podjęcie przedsięwzięć przez kolejnych pasjonatów małej energetyki wodnej.

### **Łukasz Linowski**, kierownik budowy:

*MEW Żarki to jedna z wielu inwestycji, które realizowaliśmy w sposób kompleksowy. Ten model działania, w którym budowlańcy współpracują ściśle z mechanikami oraz elektrykami i automatykami bardzo się sprawdza. Nie obyło się jednak bez niespodzianek, które czasem zdarzają się podczas prac w tego typu obiektach. Okazało się, że dla jednego z hydrozespołów wykonano żelbetową rurę ssącą, czego nie przedstawiała źródłowa dokumentacja projektowa. Po nieudanej próbie zaadaptowania jej do nowej technologii (ustalono, że oznaczałoby to pogorszenie sprawności pracy hydrozespołu) podjęto decyzję o konieczności montażu nowej rury ssącej. Poradziliśmy sobie z tą niedogodnością podkuwając część konstrukcji, a po montażu stalowej rury ssącej dostosowując na miejscu jej wylot do reszty konstrukcji. Było to zadanie niełatwe ze względu na znaczne przecieki przez konstrukcję wiekowej już elektrowni oraz brak odpowiednio szczegółowej archiwalnej budowlanej dokumentacji. Dodatkowo konieczne okazało się „rozłożenie” nowej rury ssącej na mniejsze ele-*

*menty z użyciem narzędzi tnących i ich montaż w ograniczonej przestrzeni bloku elektrowni. Kolejnym sprawdzianem elastycznego podejścia naszej ekipy budowlanej w tym obiekcie było wykonanie remontu podwieszanej płyty stropowej o zróżnicowanej grubości, dochodzącej do 1 m w najszerszym miejscu. Były to roboty konieczne ze względu na dostosowanie wylotu z nowych rur ssących do istniejącej konstrukcji elektrowni, co przelożyło się na polepszenie warunków pracy całego hydrozespołu. W trakcie prac wewnątrz obiektu największym wyzwaniem okazał się transport prawie 7-tonowych turbin. W tym celu wykorzystano belki suwnicowe oryginalnie znajdujące się w obiekcie. Po przeanalizowaniu dostępnej dokumentacji archiwalnej stropu i zaplanowaniu montażu krok po kroku, umieszczenie na miejscu prawie 5-metrowego elementu przy dostępnych niecałych 4 metrach wysokości pomieszczenia było już niczym przysłowiowa „butka z masłem”. Całość prac zwięźszyło odnowienie hali maszynowni, bo nie samymi turbinami Wykonawca żyje.*

### **Zakres nowej inwestycji**

MEW Żarki pracowała w zasadzie nieprzerwanie od momentu uruchomienia przez ponad 30 lat. Właściciele aby sprzedać wyprodukowaną energię elektryczną, korzystali najpierw z opcji negocjacji cen sprzedaży z ministerstwem właściwym ds. energetyki, a od 2004 r. z dającego względną stabilizację systemu zielonych certyfikatów aż do jego wygaszenia. Po latach eksploatacji szereg obiektywnych czynników skłonił wspólników spółki kierującej obiektem do podjęcia decyzji o jego modernizacji. Wśród nich należy wskazać fakt zakończenia dotychczasowego systemu wsparcia, konieczność sprostania nowym przepisom regulującym możliwość uzyskania wsparcia dla OZE, utrudnioną eksploatację obiektu, wynikającą z braku automatyzacji i konieczności ręcznego sterowania, jak również świadomość wyeksploatowania obiektu. Opty-



Fot. 4. Montaż nowych turbin w hali produkcyjnej

malny projekt remontu ustalono po serii konsultacji z Wykonawcą i zdecydowano, że będzie on obejmował działania z zakresu zarówno mechanicznego (dwie nowe turbiny z rurami ssącymi), elektryki i automatyki (nowe generatory, szafy sterujące, instalacja elektryczna i system sterowania, automatyzacja jednej zastawki jazu) oraz budowlanego (remont

powierzchni betonowych komór napływowych oraz posadzki). Warto zaznaczyć, że w trakcie prac demontażowych okazało się, że był to ostatni moment na działanie, a postanowienie o pełnej modernizacji z wymianą obu turbozespołów było jak najbardziej słuszne (zwłaszcza że zakup części zamiennych nie był już możliwy). W ramach inwestycji wykonano demontaż

starych turbin oraz rur ssących, a na ich miejsce zamontowano dwie turbiny typu Kaplan o osi pionowej (fot. 6). Wykonano również naprawy konstrukcji betonowych komór napływowych w celu polepszenia warunków pracy MEW.

Kategoryzowanie wykonanych prac jako remontu nie oddaje w pełni ich skomplikowania, o czym na potrzeby niniejszego artykułu opowiedział kierownik budowy. Nieco żartobliwe metafory użyte w relacji z prac budowlanych nie powinny przesłaniać obiektywnego faktu, iż posadowienie dwóch turbin o znacznych gabarytach (fot. 4) w istniejącym budynku i montaż rur ssących wymagało zaawansowanego, logistycznego przygotowania ekipy Wykonawcy oraz jej ścisłej współpracy z technologami projektującymi całość instalacji. O powodzeniu tej współpracy świadczą pierwsze odnotowane przez elektrownię wyniki produkcji.

### Sebastian Wites, główny automatyk IOZE hydro:

*Pomimo podobnej mocy zainstalowanej, nowe hydrozespoły swoją sprawnością przewyższają w znacznym stopniu dotychczas zastosowaną technologię. Wynika to nie tylko z samej budowy urządzenia [którego kształt jest wynikiem zaawansowanych symulacji CFD przeniesionych do rzeczywistości poprzez wielowymiarową obróbkę CNC], ale również regulatora turbiny, opartego o sterownik swobodnie programowalny. Sterownik za pośrednictwem hydrauliki siłowej reguluje nadżnię (w funkcji poziomu wody) otwarcie aparatu kierowniczego oraz położenie łopat wirnika, utrzymując zadany poziom wody górnej. Tym sposobem pozwala na uzyskiwanie energii na maksymalnym możliwym poziomie, bez utraty przepływow i z zachowaniem najwyższego możliwego spadku (NPP).*

*Infrastruktura zamontowana w MEW Źarki spełnia najwyższe standardy technologiczne zarówno pod względem*

*pracy samego układu wytwórczego, jak i całej infrastruktury towarzyszącej. IOZE hydro, oprócz realizacji oczywistych założeń z zakresu sprawności wytwarzania energii, kładzie w swojej pracy szczególny nacisk na automatyzację procesów, bezpieczeństwo eksploatacji oraz diagnostykę. Przekłada się to bezpośrednio na wzrost komfortu obsługi obiektu przez osoby odpowiedzialne za stały dozór elektrowni. Wysoką wartość dla właściciela obiektu ma fakt, że wszystkie elementy układu technologicznego są dostarczone przez tego samego Wykonawcę, w związku z czym uzyskujemy optymalną kompatybilność poszczególnych modułów. Przekłada się to nie tylko na codzienną eksploatację, ale również w sytuacjach awaryjnych skraca do minimum czas postoju MEW, bo dzięki rozbudowanemu systemowi czujników różnego rodzaju bardzo sprawnie diagnozowany jest rodzaj usterki/powód wystąpienia alarmu.*

### Zaawansowana technologia zapewnia komfort eksploatacji

Wskutek przeprowadzonej modernizacji serca obiektu – zużyty podwójny układ wytwórczy zastąpiono nowym, wyposażonym w dwie wysokosprawne turbiny Kaplana w układzie wertykalnym, o łącznej mocy zainstalowanej 320 kW.

MEW Źarki wykonała krok milowy od całkowicie manualnego, pracochłonnego sposobu obsługi (łącznie z ręcznym ustawianiem turbin pod aktualny poziom wody, synchronizacją z siecią czy kontrolą temperatur) do nowoczesnego, w pełni zautoma-

Zródło: IOZE hydro



Fot. 5. Wnętrze hali maszyn po modernizacji

tyzowanego obiektu (fot. 5) z dostępem do zdalnego pulpitu, dzięki któremu z dowolnego urządzenia mającego dostęp do Internetu,

w każdym miejscu na świecie można monitorować i sterować jej działaniem (rys. 1.).

### Olena Augustowska, współwłaścicielka obiektu:

*We współpracy z IOZE hydro bardzo cenię sobie fakt, że całość obowiązków technicznych, jak i formalno-prawnych związanych z realizacją modernizacji leżała po stronie Wykonawcy. Zdjęto z naszych barków [wspólników spółki] znaczny ciężar. Mogłam być spokojna, że wszystko zostanie zorganizowane i wykonane profesjonalnie, a przede wszystkim skutecznie. Mieliśmy gwarancję, że osiągnięty zostanie założony cel – uzyskanie wsparcia dla obiektu na kolejnych 15 lat. Doceniam również fakt*

*szybkiej i sprawnej realizacji prac budowlanych. Obiekt jest już po wstępnym rozruchu, odprowadzono już do sieci po raz pierwszy energię z nowej instalacji, gołym okiem widoczne są ogromne zmiany zarówno w hali maszynowej, jak i we wstępnych wynikach produkcji. Docelowo oczekujemy wzrostu produkcji o około 1/3. Dzięki automatyzacji wykorzystania przepływów wody możliwe jest pełne wykorzystanie mocy zainstalowanych turbin i spożytkowanie potencjału wody.*



Fot. 6. Nowy wirnik o zoptymalizowanych parametrach oraz stary wirnik

### Zmodernizowany obiekt w nowej rzeczywistości rynkowej

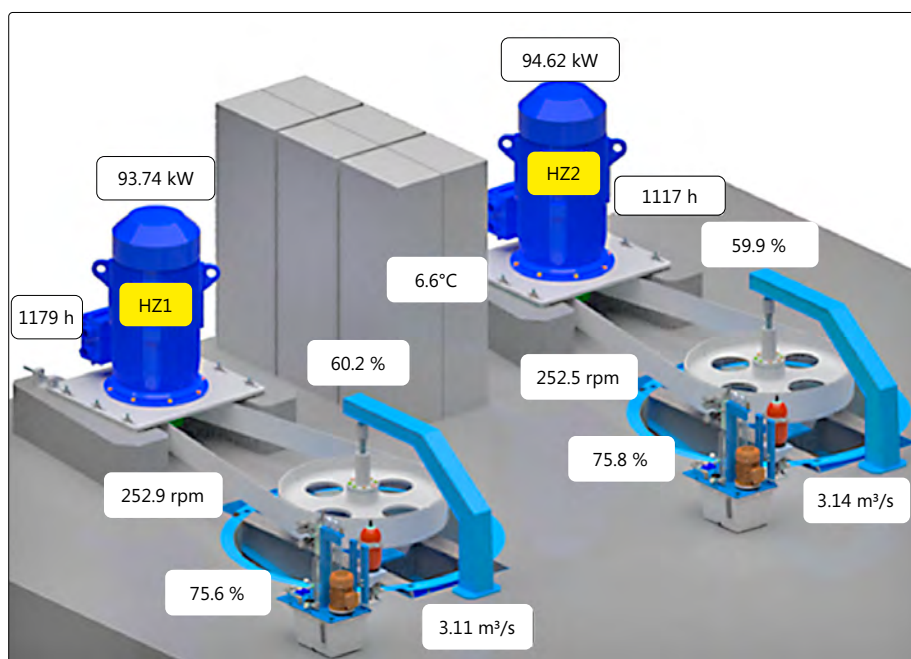
W kontekście formalnym i zgodności z przepisami dot. OZE, samego przeprowadzenia modernizacji MEW nie należy traktować jako równoważnego z otrzymaniem zaświadczenia od Prezesa URE o możliwości udziału w nowym systemie wsparcia. Szereg kwestii związanych zarówno z technicznym zakresem inwestycji, jak i obwarowania formalno-prawne stawiane przez ustawę OZE oraz URE wpływają na to, czy kształt danej inwestycji pozwoli na uzyskanie wsparcia. Również w tym zakresie inwestor zdał się na wiedzę i doświadczenie specjalistów IOZE hydro, dzięki czemu instalacja została wprowadzona do nowego systemu wsparcia z cenami gwarantowanymi przez 15 lat (waloryzowanymi o wskaźnik inflacji). Daje to stabil-

Zródło: IOZE hydro

ność funkcjonowania MEW i pozwala na uzyskanie zwrotu poniesionych na modernizację nakładów inwestycyjnych w zakładanym czasie. Dodatkowo w zakresie prac wykonanych przez zespół administracyjno-prawny IOZE hydro było pozyskanie źródła finansowania dla inwestycji, co pozwoliło na urzeczywistnienie powziętych planów.

Na przykładzie opisanej tu modernizacji MEW Żarki pokazujemy, jak wcielamy w życie misję IOZE hydro „turn water into profits”. Dzięki zaplanowanym i skutecznie zrealizowanym działaniom zespołu specjalistów z różnych dziedzin, możliwa była pełna automatyzacja pracy i uproszczenie eksploatacji obiektu. Efekty przeprowadzonej modernizacji inwestor odczuwa poprzez zmniejszone koszty eksploatacji, przy jednoczesnym zwiększeniu wolumenu produkcji energii elektrycznej.

Rzeczywistość, w której przychodzi się odnaleźć właścicielom istniejących obiektów MEW nie jest jednak w pełni ukonstytuowana, co wiąże się z wieloma zmianami na rynku. Coraz większa niestabilność cen energii elektrycznej spowodowana niedopasowaniem profili podaży-popytowych energii elektrycznej, zmiany na rynku bilansującym w kontekście chwilo-



Rys. 1. Widok systemu wizualizacji SCADA

wej zapaści cen, w tym pojawienie się cen ujemnych w niedalekiej przyszłości oraz planowane zmiany w ustawie o OZE (m.in. doprecyzowanie definicji modernizacji instalacji OZE) wprowadza wiele komplikacji w planowaniu i realizacji inwestycji małych elektrowni wodnych. Aby podjąć właściwą decyzję biznesową potrzebne jest dostarczenie odpowiedniej jakości aktualnych informacji z wielu obszarów formalnych, technicznych, rynkowych, by móc zapro-

ponować taki model biznesowy, który zapewni inwestorom maksymalną możliwą do uzyskania wartość, w najkrótszym okresie zwrotu z inwestycji. Dlatego na znaczeniu zyskują usługi świadczone w modelu pełnej kompleksowości oferowane przez IOZE hydro.

**Wioleta Smolarczyk**  
**Łukasz Kalina**  
IOZE hydro



Fot. 7. MEW Żarki z lotu ptaka



## Zapora i elektrownia wodna Rožňov na Dunajcu

**W tym roku mija 80. rocznica oddania do eksploatacji zapory i elektrowni wodnej Rožňov. Było to, nawet na miarę europejską, ogromne polskie osiągnięcie gospodarcze i techniczne okresu międzywojennego. Dlatego też sama inwestycja, jak i jej projektanci oraz budowniczowie zasługują na szczególne słowa wyróżnienia.**

**N**a początku lat 30. XX w. II RP, po zniszczeniach i zaniedbaniach spowodowanych zaborami, przystąpiła do szybkiej odbudowy kraju. Jedną z podstawowych potrzeb gospodarczych była energia elektryczna. Planowane było utworzenie Centralnego Okręgu Przemysłowego (COP) na południu Polski. W związku z tym prowadzono poszukiwania lokalizacji zapory i elektrowni wodnej, która spełniałaby to zapotrzebowanie.

Jedną z lokalizacji był Rožňov na Dunajcu, który jest jedną z najbardziej zasobnych w wodę rzek w Polsce. Dunajec jest prawobrzeżnym dopływem Wisły, ma długość 249 km i powierzchnię zlewni 6804 km<sup>2</sup>. Przepływa przez Pieniny, a jego średni przepływ przy ujściu do Wisły wynosi 84,3 m<sup>3</sup>/s. Lokalizacja Rožňowa była istotna ze względu na duży potencjał hydroenergetyczny rzeki, a jednocześnie duże zagrożenie powodziowe i konieczność ochrony przeciwpowodziowej regionu. Promotorem tych działań był prof. Karol Pomianowski, profesor Politechniki Warszawskiej.

Pierwsze opracowania techniczne dla tej lokalizacji pochodzą już z lat 1920–30. Inwestycja była jednak odsuwana w czasie ze względu na wysoki koszt oraz braki finansowe kraju. Budowę zapory, zbiornika i elektrowni wodnej Rožňov przyspieszyła jednak zdecydowanie katastrofalna powódź w zlewni Dunajca w 1934 r., która spowodowała gigantyczne straty ekonomiczne (ok. 100 mln ówczesnych złotych), społeczne oraz śmierć wielu ludzi.

### Koncepcja, projekt, rozpoczęcie i ukończenie budowy

W 1935 r. został przygotowany projekt tej inwestycji, opracowany przez Biuro Dróg Wodnych Ministerstwa Komunikacji. Zapora Rožňov jest konstrukcją betonową typu ciężkiego, o wysokości 32,5 m i zagłębieniu w podłoże na 17,0 m. Zapora ma długość 550 m i szerokość w koronie 9,0 m, wyposażona jest w 7 przelewów zamykanych segmentami oraz 5 upustów dennych. Posiada komorową przepławkę dla ryb, głównie wędrownych podczas ich wędrówki na tarło w górę rzeki. Elektrownia wodna miała szczytowy charakter pracy i wyposażona była w 4 turbiny Kaplan o osi pionowej i mocy instalowanej 12,5 MW każda. Całkowity przepływ instalowany wynosił 240 m<sup>3</sup>/s. Szacowana produkcja energii elektrycznej w średnim roku hydrologicznym wynosiła ok. 125 GWh. Zbiornik Rožňowski utworzony w wyniku spiętrzenia zaporą rozciągał się na długości 22 km biegu Dunajca i miał powierzch-

nię 11 km<sup>2</sup>. Początkowa pojemność zbiornika wynosiła 200 hm<sup>3</sup>. Warto zwrócić uwagę na fakt, że gigantyczna powódź na obszarze zlewni Dunajca w 1934 r. wyrządziła szkody szacowane na 100 mln ówczesnych złotych polskich, podczas gdy koszt całego obiektu Rožňov oceniany był na 60 mln zł. Budowę zapory Rožňov podjęło Towarzystwo Polsko-Francuskie. Kierownikiem budowy został inż. Ziemowit Śliwiński, a zastępcą do spraw technicznych inż. Wacław Balcerski, absolwent Politechniki Warszawskiej. Była to pierwsza tak duża i skomplikowana budowa w Polsce, wymagająca bardzo dobrej organizacji i umiejętności inżynierskich. Kierowniczy personel techniczny budowy stanowili Polacy, którzy w przyszłości zasilili kadry naukowe i techniczne polskich uczelni, szczególnie Politechniki Warszawskiej i Gdańskiej. Większość robotników pochodziła z okolicznych wsi i miasteczek. Był to region o skromnej infrastrukturze rolniczej i dużym bezrobociu. Budowa ruszyła bardzo dynamicznie w 1935 r. i przebiegała zgodnie z przewidywanym harmonogramem.

### Wybuch wojny i przerwanie budowy

We wrześniu 1939 r. wybuch wojny przerwał budowę. Większość elementów obiektu była już gotowa. Duża część personelu technicznego i administracyjnego budowy została powołana do wojska. Inż. W. Balcerski, jako oficer rezerwy, znalazł się w sztabie gen. Kleeberga. Trafił do niewoli, ale uciekł z obozu dla jeńców i wrócił



Źródło: TAURON Ekoenergia sp. z o. o.

do Rożnowa, gdzie pozostała jego rodzina. Niemcy po zajęciu Polski szybko zorientowali się, że zaporę i elektrownię są na ukończeniu i uruchomienie jej nie będzie stanowiło problemu. Elektrownia wodna będzie dostarczać dużych ilości energii elektrycznej tak bardzo potrzebnych dla ich przemysłu zbrojeniowego. Przysłali swoją ekipę techniczną, na czele której stał inżynier austriacki, który podobno nie był zwolennikiem Hitlera. Za jego sugestią Niemcy ustalili, że zatrudnieni na budowie Rożnowa pracownicy będą bezpieczni od wywiezienia na roboty do Niemiec.

Stwierdzono, że projekt budowy jest bardzo dobry i nie wymaga żadnych zmian realizacji. Do ukończenia budowy potrzebny był jednak polski personel techniczny, który prowadził dotychczas budowę oraz setki robotników. Powstała poważna kontrowersja dla personelu inżynierskiego: czy wspólnie pracować z okupantem i doprowadzić do ukończenia obiektu, który jak uważano powinien być ukończony, gdyż będzie służył przyszłej gospodarce w niepodległej Polsce po zwycięskiej wojnie. Ten pogląd zwyciężył i zaporę oraz elektrownię zostały w 1942 r. ukończone i uruchomione. Rozpoczęto napełnianie zbiornika. Inż. W. Balcerski pełnił, pod nadzorem niemieckim, funkcję kierownika ds. technicznych.

W 1944 r. zbliżał się koniec wojny i groźba, że cofające się wojska niemieckie będą chciały zniszczyć zaporę i elektrownię. Istniejąca na tym terenie organizacja Armii Krajowej, jak również miejscowa ludność i obsługa elektrowni, przygotowała się na

taką ewentualność. Niemcom udało się jedynie wymontować pewne elementy wyposażenia elektrowni i zatopić w zbiorniku. Zdecydowana polska akcja zabezpieczyła obiekt, dzięki czemu nie uległ on zniszczeniu ani uszkodzeniu. Po zakończeniu wojny utworzono zespół, który rozpoczął uruchamianie obiektu. Zespołem tym kierował inż. W. Balcerski. Obiekt po stosunkowo krótkim czasie przywrócono do dobrego stanu technicznego i przygotowano do uruchomienia oraz eksploatacji. Zadanie to wykonano szybko i pracę elektrowni wodnej wznowiono.

### Rozbudowa potencjału hydrotechnicznego Dunajca

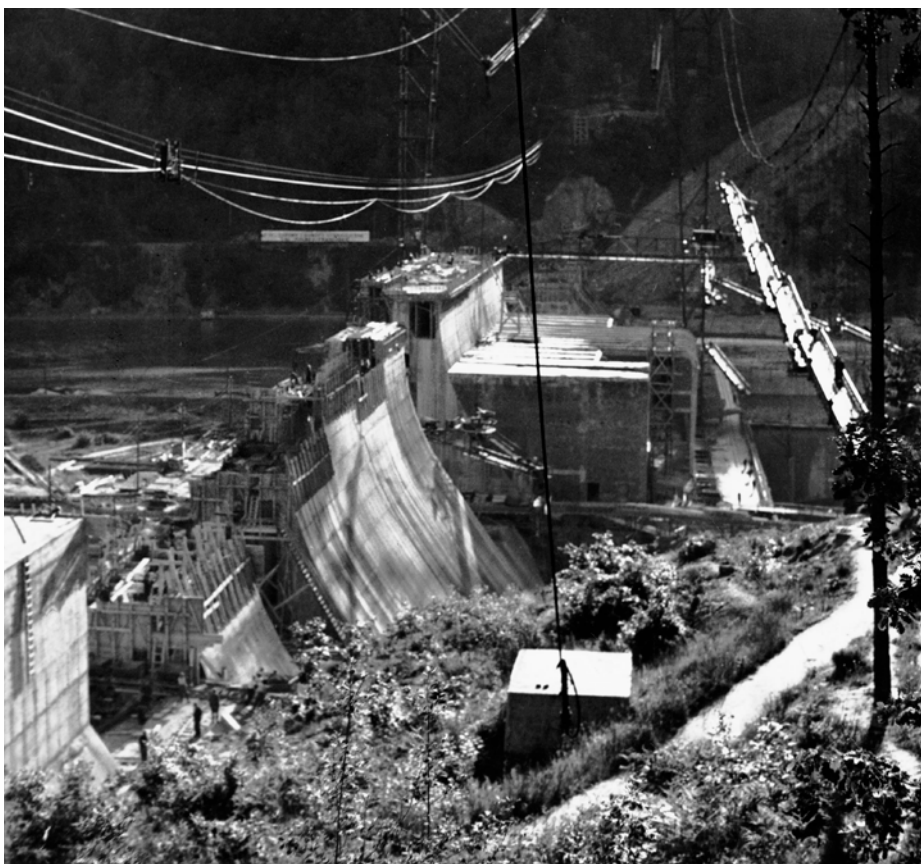
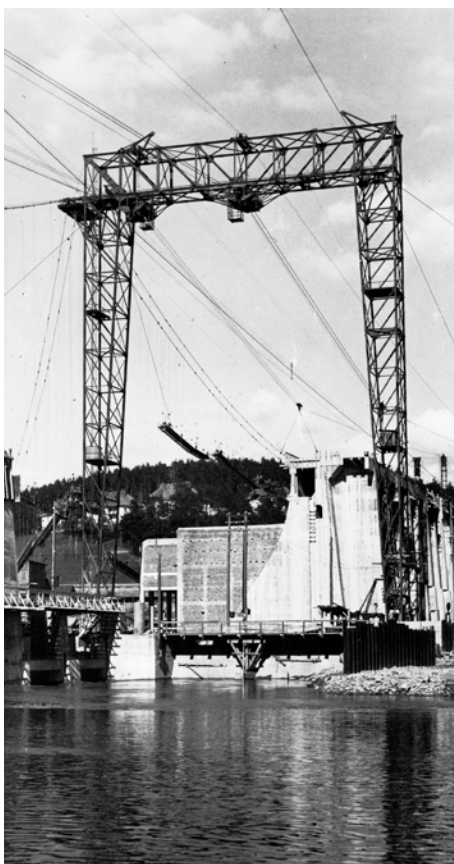
Już w czasie projektowania zapory Rożnowo stwierdzono, że konieczny będzie stopień wyrównawczy poniżej. W 1936 r. powstał pierwszy projekt stopnia wyrównawczego Czchów. Budowę podjęto jednak dopiero w okresie powojennym i stopień został oddany do eksploatacji w 1954 r. Składa się z zapory ziemnej o wysokości 12,5 m i długości 430 m. Część przelewową stanowi 5-przęsłowy jaz zamykany zasuwami płaskimi. Elektrownia wodna wyposażona jest w 2 turbiny Kaplan o mocy 4 MW każda. Przepływ instalowany turbin wynosi łącznie ok. 90 m<sup>3</sup>/s. Średnia roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 35 GWh. Zaporę tworzy zbiornik o pojemności 8,9 hm<sup>3</sup>, powierzchni 346 ha i długości 9 km. Przy zaporze znajduje się przepławka komorowa o spadzie 9 m. Budowa miała wyrównywać przepływ w Dunajcu z 200 do 114 m<sup>3</sup>/s. Maksymalny przepływ przez stopień Czchów szacuje się na ok. 4 000 m<sup>3</sup>/s.

W trakcie budowy zapory i EW Rożnowo stwierdzono, że ilość wytwarzanej energii elektrycznej będzie większa niż zapotrzebowanie regionalne. Podobna sytuacja wystąpiła również na Pomorzu po wybudowaniu elektrowni Żur i Gródek. Wybudowano więc linię energetyczną 150 kV łączącą Rożnowo przez Starachowice i Tarnów z Warszawą.

Początkowa pojemność zbiornika Rożnowo wynosiła 200 hm<sup>3</sup>, jednakże wiadome było, że Dunajec jest rzeką niosącą duże ilości rumowiska, szczególnie w czasie wezbrań. Pojemność zbiornika szybko malała w wyniku odkładania się rumowiska i obecnie wynosi 165 hm<sup>3</sup>. Pierwszy pomiar zamulenia zbiornika wykonano w 1957 r. W okresie powojennym obiekt przeszedł szereg modernizacji i został wyposażony w nowoczesną aparaturę pomiarowo-kontrolną umieszczoną w galeriach biegnących w korpusie zapory. Zaporę oparła się powodzi w 1970 i 1997 r. Region od czasu wybudowania zapory zmienił swój charakter z rolniczego na turystyczno-rekreacyjny, przynoszący poważne dochody miejscowej ludności.

### ZEW Niedzica

Ukoronowaniem rozwoju hydroenergetycznego Dunajca było wybudowanie zapory Czorsztyn-Niedzica, ze zbiornikiem wyrównawczym Sromowce-Wyżne w latach 1971–97. Zaporę ziemną z uszczelnieniem łożowym ma wysokość 56 m, długość 404 m i szerokość w koronie 7 m. Wyposażona jest w przelew powierzchniowy oraz upusty denne. Przy napełnieniu zbiornika do rzędnej 534,5 m n.p.m. sumaryczny przepływ przez stopień wynosi 2140 m<sup>3</sup>/s. Elektrownia wodna zlokalizowana przy zaporze wyposażona jest w 2 odwracalne turbiny Deriaza o łącznej mocy 92 MW, umożliwiające pracę szczytowo-pompową z wykorzystaniem zbiornika wyrównawczego Sromowce Wyżne. Maksymalna pojemność zbiornika wynosi 6,7 hm<sup>3</sup>. Minimalny przepływ w okresie letnim poniżej zbiornika został ustalony na 12 m<sup>3</sup>/s. Słynny jest spływ tratwami po Dunajcu poniżej zapory Czorsztyn-Niedzica i zbiornika wyrównawczego Sromowce-Wyżne. Dzięki przepływowi nienaruszalnemu poniżej zbiornika, spływ tratwami odbywa się regularnie. Przed wybudowaniem Zbiornika Czorsztynskiego często w okresie letnim zdarzały się niskie przepływy w Dunajcu utrudniające spływ tratw turystycznych.



Fot. Archiwalne zdjęcia przedstawiające budowę EW Rożnów



Fot. Prof. zw. mgr inż. Waclaw Balcerski (1904–1972)

### Profesor Waclaw Balcerski

Urodził się 18 sierpnia 1904 r. w Skierniewicach w rodzinie, w której kultywowane były tradycje jego dziadka Janickiego, wybitnego inżyniera tamtych czasów, budowniczego Kanału Sueskiego. Waclaw Balcerski po uzyskaniu matury w 1922 r. rozpoczął studia wyższe na Politechnice Warszawskiej. Odbił służbę wojskową w Modlinie. Jako ochotnik brał udział w Bitwie Warszawskiej w 1920 r., za co został wyróżniony Krzyżem Walecznych.

W czasie studiów, pracując dorywczo odbył szereg praktyk inżynierskich krajowych i zagranicznych. Po ukończeniu studiów z wynikiem bardzo dobrym w 1935 r. rozpoczął pracę na budowie zapory Rożnów na Dunajcu. Inż. Balcerski szybko zwrócił na siebie uwagę zdolnościami organizatorskimi oraz technicznymi i został kierownikiem technicznym budowy. W czasie wojny pracował pod nadzorem niemieckim na budowie zapory Rożnów, a po jej ukończeniu w 1942 r. pracował nadal w Rożnowie i przyczynił się walcnie do ochrony obiektu przed zniszczeniem. Po wojnie kierował zespołem przygotowującym obiekt do ponownego uruchomienia.

Po wojnie i dokończeniu odbudowy elektrowni Rożnów, inż. Balcerski podjął pracę w Departamencie Dróg Wodnych w Ministerstwie Komunikacji. W 1946 r. na wniosek swojego nauczyciela prof. K. Pomianowskiego został skierowany do Politechniki Gdańskiej jako profesor kontraktowy. Początkowo pracował jako kierownik Katedry Statyki i Konstrukcji Inżynierskich na Wydziale Architektury, a po śmierci prof. K. Pomianowskiego w 1947 r.

objął kierownictwo Katedry Budownictwa Wodnego na Wydziale Inżynierii Łądowo-Wodnej i na tym stanowisku pozostaje aż do śmierci w 1972 r.

W czasie pracy na Politechnice Gdańskiej uzyskał tytuł profesora nadzwyczajnego, a następnie zwyczajnego. Pracy dydaktycznej poświęcał się z wielkim zamiłowaniem. Cieszył się wielkim autorytetem wśród studentów. Oprócz wykładów prowadził seminaria dyplomowe i opiekował się pracami dyplomowymi. Gorąco zachęcał do nauki języków obcych. Wykształcił duże grono inżynierów hydrotechników, którzy po uzyskaniu dyplomów stali się odpowiedzialnymi projektantami i budowniczymi wielu obiektów hydrotechnicznych w Polsce. Aktywnie udzielał się w działalności organizacyjnej Politechniki Gdańskiej. W latach 1949–51 był prodziekanem na Wydziale Inżynierii Łądowo-Wodnej. W 1952 r. objął funkcję Dziekana Wydziału Budownictwa Wodnego, utworzonego z jego inicjatywy. W 1956 r. w pierwszych w pełni demokratycznych wyborach został Rektorem Politechniki Gdańskiej. Był wielkim przyjacielem młodzieży i interesował się jej problemami. Przy jego poparciu powstał, jedyny w Polsce, autentyczny Parlament Studencki. W tamtym okresie, kiedy społeczeństwu polskiemu historia przyniosła więcej nadziei i pobudziła do szeregu inicjatyw, prof. Balcerski został posłem na Sejm i brał bardzo aktywny udział w jego pracach, ze szczególnym uwzględnieniem gospodarki wodnej i budownictwa hydrotechnicznego. Udzielał się także w pracach Gdańskiego Towarzystwa Naukowego i został wybrany na jego prezesa na kadencję 1963–65.

Przy bardzo wszechstronnym udziale w organizację Politechniki Gdańskiej oraz w życie społeczne prof. Balcerski utrzymywał ścisłe kontakty z polską inżynierią i gospodarką wodną. Od początku swej pracy zaangażował się w opracowanie założeń perspektywnego planu gospodarki wodnej, biorąc pod uwagę bardzo skromne zasoby wodne naszego kraju. Pod jego kierunkiem powstał kompleksowy program zagospodarowania wód polskich, obejmujący wszechstronne wykorzystanie zasobów wodnych dla celów żeglugi, hydroenergetyki, zaopatrzenia w wodę czy ochrony przed powodzią i suszą. Program ten był nieodłącznie związany z jego imieniem. Nie było inwestycji wodnej, przy

której projektowaniu czy budowie nie brałby czynnego udziału. Znaczący udział prof. Balcerski miał przy projekcie i budowie elektrowni szczytowo-pompowej Żydowo, za co został uhonorowany Nagrodą Państwową I Stopnia.

Nadzwyczajna charyzma i niezwykła osobowość wyróżniały go na każdym kroku. Był skromny i nigdy nie wyróżniał swojej osoby. Gdy zabierał głos mówił zawsze zwięźle i rzeczowo. Chętnie brał udział w dyskusjach wysłuchując wszystkich adwersarzy. Potrafił podsumować nawet najbardziej kontrowersyjną wymianę zdań. Miał wyjątkowy dar wynajdywania błędów i niedociągnięć w różnych opracowaniach, często biorąc udział w publicznych obronach prac doktorskich. Za swoją działalność naukową, dydaktyczną, inżynierską i społeczną został wyróżniony wieloma nagrodami i wyróżnieniami państwowymi i resortowymi. Otrzymał Krzyż Kawalerski i Komandorski Orderu Odrodzenia Polski. Szeroki opis jego działalności znajduje się w książce „Pionierzy Politechniki Gdańskiej” (wydanie 2005) oraz w Encyklopedii Miasta Gdańska. W holu głównym Wydziału Inżynierii Łądowej i Środowiska Politechniki Gdańskiej znajduje się płaskorzeźba upamiętniająca prof. Balcerskiego. Zmarł przedwcześnie w wieku 68 lat w pełni sił twórczych. Został pochowany na Cmentarzu Srebrzysko w Gdańsku w kwaterze profesorskiej. W pogrzebie wzięły udział tłumy jego byłych i obecnych studentów oraz współpracowników z całej Polski.

Jako Autor niniejszego artykułu miałem zaszczyt spotkać na swej drodze inżynierskiej i naukowej prof. Waclawa Balcerskiego, początkowo jako student, a następnie jako wieloletni współpracownik. Prof. Balcerski był moim wzorem wykładowcy oraz człowieka o wielkiej wiedzy inżynierskiej, kulturze osobistej oraz umiejętności współpracy, nawet w konfliktowych sytuacjach.



Prof. dr hab. inż. Wojciech Majewski  
Instytut Budownictwa Wodnego  
Polska Akademia Nauk w Gdańsku



Fot. 1. Widok na nową MEW Łabędy

## Czarny łabędź wśród MEW w Polsce – o nowym obiekcie na mapie Górnego Śląska

**Z satysfakcją obserwujemy obecnie modernizacyjny boom w branży MEW, który wynika wprost z korzystnego klimatu do inwestowania. Na łamach czasopisma „Energetyka Wodna” opowiedzieliśmy ostatnio o przedsięwzięciu typowo repoweringowym skupiającym się głównie na wymianie przestarzałych turbin. Tym razem przedstawiamy obiekt, którego modernizacja polegała na budowie wszystkiego od nowa, oczywiście w zdecydowanie doskonalszej odświeżeniu. Mowa o MEW Łabędy.**

Pierwsza mała elektrownia wodna przy kaskadzie wlotowej do Jeziora Dzierżno Duże powstała na początku lat dwutysięcznych (połowa 2002 r.). Obiekt wybudowano metodą gospodarczą na podstawie uzyskanego w 2000 r. pozwolenia na budowę i wyposażono w cztery turbiny śmigłowe o zróżnicowanych parametrach technicznych, o sumarycznej mocy zainstalowanej 360 kW. Urządzenia te zamontowano w pobliżu

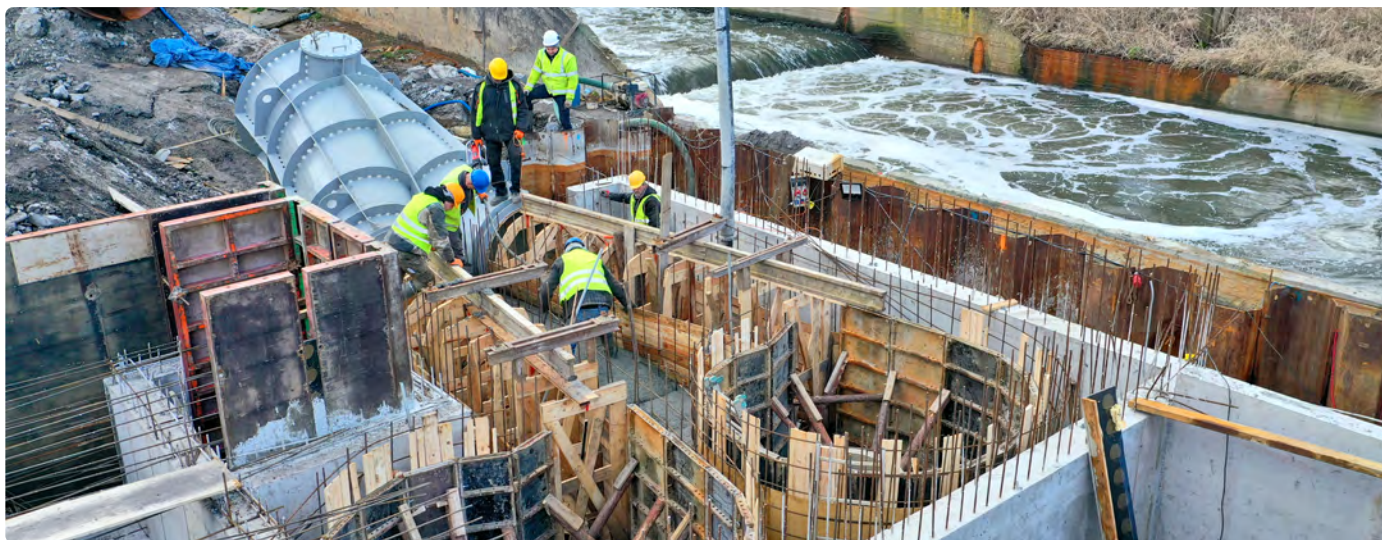
czwartej kaskady, na konstrukcji stalowej z dwuteowników, połączonej z konstrukcją blaszanego budynku MEW. Wodę do obiektu doprowadzał rurociąg stalowy. Elektrownia w opisanym kształcie funkcjonowała przez kolejne lata. Niestety technologia wykonania zaczęła się z czasem odbijać na pracy obiektu – większej awaryjności hydrozespołów i coraz bardziej uciążliwej jego obsłudze, co wespół z innymi czynnikami ostatecznie skłoniło pierwotnego właściciela do podjęcia decyzji o sprzedaży. MEW wymagała gruntownej modernizacji i dokapitalizowania aby w pełni realizować potencjał drzemiący w omawianej lokalizacji.

### Stare ustępuje nowemu

W 2017 r. na zlecenie potencjalnego inwestora MEW Łabędy została poddana audytowi akwizycji. W opracowaniu wykonanym przez specjalistów z Instytutu OZE szeroko podjęto kwestie techniczne, formalnoprawne i finansowe, wskazano kroki konieczne do wykonania i zarekomendowano modernizację na drodze bu-

dowy nowej MEW, ponieważ istniejąca infrastruktura nie pozwalała na pełne wykorzystanie możliwości, jakie dają wody kłódnicy w przekroju omawianego jazu. Ostatecznie obiekt zmienił właściciela i trafił pod skrzydła IOZE hydro celem dalszego rozwoju.

Wykonana w następnym kroku koncepcja techniczna modernizacji zakładała rozbiórkę starej instalacji i w jej miejsce budowę od podstaw MEW wyposażonej w nowoczesną wysokosprawną technologię wytwórczą, w pełni zautomatyzowanej, której stabilna praca pozwoli osiągnąć akceptowalny czas zwrotu poniesionych nakładów finansowych. Projekt, mimo iż z założenia jest modernizacją, przeszedł pełną ścieżkę administracyjną od uzyskania decyzji środowiskowej, przez pozwolenie wodnoprawne i warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej po pozwolenie na budowę. Ostatecznie uzyskano je wiosną 2020 r. i w ciągu kolejnego roku (dodajmy, że pandemicznego, a więc niosącego szereg trudności logistycznych czy



Fot. 2. Etap przygotowania do betonowania konstrukcji doprowadzenia wody do turbin

formalnoprawnych) pozyskano finansowanie i rozpoczęto realizację prac.

Ekipa wykonawcza przeprowadziła rozbiórkę starej elektrowni wraz z infrastrukturą towarzyszącą, a w jej miejsce wybudowała nowy obiekt. Zakres prac obejmował, oprócz wzniesienia budynku MEW razem z niezbędnymi instalacjami, rozbudowę i przebudowę żelbetowego ujęcia wód, przebudowę rurociągu doprowadzającego wodę do komory turbin wraz z montażem armatury w komorze przepustnic oraz remont istniejącego jazu poprzez wymianę systemu zamknięć (w tym także mechanizmów ich podnoszenia) i jego automatyzację. Powyższa syntetyczna lista nie oddaje w odpowiednim stopniu zaawansowania robót hydrotech-

nicznych, jakie zrealizował zespół wykonawcy, dlatego warto oddać głos osobie bezpośrednio nadzorującej prace (relacja w ramce).

Należy mieć świadomość, iż budowy hydrotechniczne rządzą się swoimi prawami. Mimo że plac budowy MEW zajmuje stosunkowo niewielki obszar, to trud, jaki wkłada ekipa budowlana w jego utrzymanie w obliczu wielu wyzwań praktycznych związanych ze specyfiką przedsięwzięcia jest zdecydowanie wart odnotowania, nie tylko w przypadku MEW Łabędy, ale i innych licznych inwestycji tego typu. Dodatkowo wiele kwestii wychodzi na jaw dopiero w toku prac budowlanych, więc pracownicy wykonawcy muszą na bieżąco reagować oraz znajdować rozwiązania, np. konstrukcyjne

*MEW przed modernizacją osiągała maksymalną moc chwilową na poziomie 70 kW, natomiast nowe rozwiązanie już w fazie testów pozwoliło uzyskać 340 kW.*

czy logistyczne pozwalające na przejście do kolejnego etapu pracy. Niejednokrotnie decyzje tego typu podejmowane są pod presją czasu, dotyczą kwestii z pogranicza różnych obszarów, np. mechanicznego, elektrycznego, budowlanego, stąd ważne, aby realizator robót dysponował interdyscyplinarnym zespołem projektantów i specjalistów z wielu branż. Kompleksowa obsługa inwestycji to recepta na doprowadzenie z sukcesem budowy do końca.

#### Technologia szyta na miarę

Możliwy do uzyskania spad ponad 6 m i przepływy powyżej 6 m<sup>3</sup>/s, jak również krzywe sum czasów trwania przepływów stanowiły punkt wyjściowy do zaprojektowania i wyprodukowania dwóch turbin Kaplana o średnicy 800 mm w układzie pionowym o napływie promieniowym z komorą spiralną 360° (fot. 3). Do turbin woda doprowadzana jest rurociągiem. Woda przed turbinami jest rozdzielana na dwie komory za pomocą trójkąta z włącznikiem rewizyjnym i bezpośrednio na turbiny kierowana jest dzięki komórkom spiralnym w konstrukcji żelbetowej. Całość układu, w tym przebudowa ujęcia wody, układ doprowadzenia wody do turbin, odprowadzenie wody została zoptymalizowana tak, aby minimalizować straty w produkcji energii elektrycznej. Warto dodać, że wyniki z produkcji uzyskane ze starej instalacji MEW mogły wprowadzać w błąd, jeśli by brać je pod uwagę przy projektowaniu technologii, ponieważ dostępny poten-

#### Szymon Głowacki, kierownik budowy:

*Praca nad obiektem MEW Łabędy przebiegała sprawnie mimo komplikacji związanych z umiejscowieniem placu budowy w bezpośrednim sąsiedztwie często wzbierającego koryta rzecznej, co wynikało wprost z nieprzewidywalnej charakterystyki hydrologicznej Kłodnicy. Rzeka ta zachowuje się jak potok górski – po silnych opadach lub roztopach jej nurt staje się rwący. Sytuacje tego typu generowały m.in. 3-krotną konieczność odtwarzania wygrodenia od wody miejsca robót związanych z ujęciem wody do MEW, czy częste zalewanie placu budowy. Dodatkowo teren robót był przez cały czas silnie nawodniony – mała spójność gruntu z przewagą frakcji piaskowej powoduje nasiloną migrację wód, co powodowało powstawanie licznych przecieków, ale też było przyczyną słabej nośności gruntu na poziomie posadowienia obiektu. Bazując jednak na wynikach wcześniej wykonanych sondowań CPT przygotowaliśmy się do realizacji prac stosując dłuższe grodzice ścianek szczelnych oraz wprowadzając dodatkowe wzmocnienia gruntu poniżej poziomu posadowienia obiektu. Z kwestii, które nas zaskoczyły już w toku prac, ale również sobie z nimi poradziliśmy, było inne położenie rurociągu doprowadzającego, niż to przedstawiono w archiwalnej dokumentacji porealizacyjnej wykonanej przez geodetę. W następstwie wprowadziliśmy korekty w projekcie ujęcia wody, aby optymalnie dowiązać się do istniejącej infrastruktury.*



Fot. 3. Turbina Kaplana na różnych etapach – projektowania, tuż przed montażem i wewnątrz budynku MEW po zamontowaniu

### Sebastian Wites, główny automatyzacji IOZE hydro:

Obiekt został wyposażony w innowacyjny układ sterowania i automatyki, dedykowany małej energetyce wodnej. Dla MEW Łabędy zaprojektowaliśmy i wykonaliśmy unikalny układ regulatora turbiny. Jest to jedyna w Polsce elektrownia wodna wyposażona w generatory PMG, nie wspomagana przez falownik. Prądnice tego typu cechują się bardzo wysoką sprawnością (do 97%), znacząco wyższą niż w przypadku prądnic asynchronicznych. W przypadku układu wyposażonego w generator ze wzbudzeniem od magnesów trwałych nie ma konieczności kompensowania mocy bierniej, co przekłada się na duże oszczędności związane ze startowym wyposażeniem i eksploatacją obiektu (w tym unikamy okresowej wymiany zużywających się kondensatorów, które przy dużym zużyciu stanowią zagrożenie pożarowe). Turbiny w MEW Łabędy są obsługiwane przez dwa generatory o mocy 200 kVA każdy. System sterowania i automatyki oprócz podstawowej funkcjonalności zapewnienia optymalnych parametrów pracy hydrozespołów steruje także całym obiektem MEW, tj. zastawkami jazu głównego, ujęciem wody, czyszczarką krat.

cjał hydrotechniczny daje w rzeczywistości możliwość produkcji znacznie większej ilości energii, niż pokazywały to osiągnięte wartości z poszczególnych lat.

O wynikach produkcji osiąganych przez elektrownię decyduje jednak nie tylko po-

tencjał hydroenergetyczny miejsca i zaawansowana technologia turbozespołu, ale także system sterowania i automatyki. Ten wdrożony w MEW Łabędy wyróżnia się na tle innych tego typu. W paru technicznych słowach opowiedział o nim główny automatyzacji IOZE hydro.

### Investor, właściciel MEW:

Nasza kooperacja z IOZE hydro rozpoczęła się w momencie uzyskania informacji o możliwości zakupu obiektu, który jak się okazało w wyniku przeprowadzonego audytu, wymagał budowy całkowicie nowej infrastruktury, ale pozwalał nam w pełni skorzystać z potencjału lokalizacji. Wielopłaszczyznowa współpraca z zespołem doradczym, projektowym i wykonawczym doprowadziła nas do momentu, w którym jesteśmy już po pierwszym rozruchu obiektu i po ostatnich testach będziemy mogli rozpocząć stałą produkcję energii. Nowa MEW Łabędy to zupełnie inna – w sensie nieporównywalnie lepsza – klasa sterowania i obsługi, technologii turbin, ich sprawności, w stosunku do tego co było i co znamy, zwłaszcza że posiadamy inną MEW i mamy porównanie pod kątem obsługi i eksploatacji. Mamy pewność, że z nową instalacją wykorzystamy w pełni potencjał dyspozycyjny rzeki. Zastosowane rozwiązania

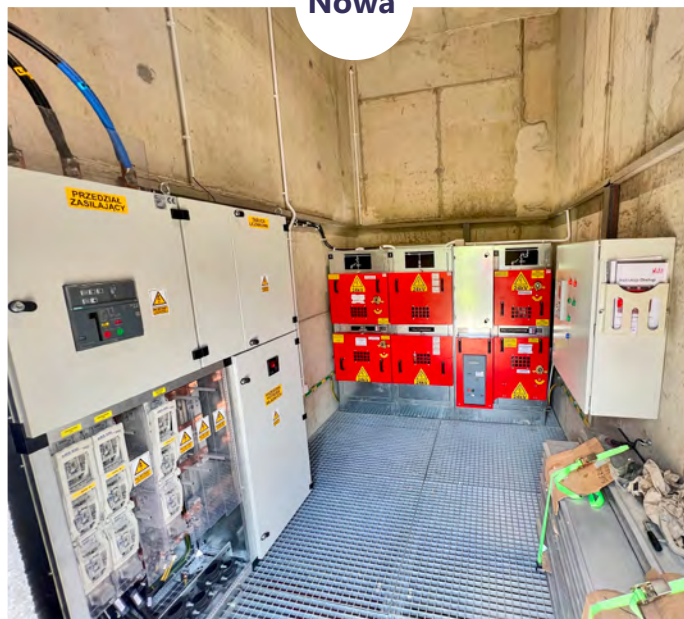
opierają się na zaawansowanych wyliczeniach i modelowaniu. Dzięki temu są idealnie dopasowane do lokalizacji i naszych założeń biznesowych. Dla zobrazowania różnic wystarczy wspomnieć, że obiekt przed modernizacją osiągał maksymalną moc chwilową na poziomie 70 kW, natomiast nowe rozwiązanie już w fazie testów pozwoliło uzyskać 340 kW. Warto nadmienić, iż dużą wartość w toku realizacji całego przedsięwzięcia stanowi indywidualne podejście do klienta – czyli do nas i naszych potrzeb oraz wysoka staranność świadczonych usług. Dzięki temu mamy poczucie, iż ekipa IOZE hydro zadbała o wszelkie aspekty wymagane, aby obiekt mógł pracować w optymalnym zakresie formalnym (obiekt jest objęty 15-letnim gwarantowanym wsparciem URE w ramach taryfy FIT/FIP) i generować maksymalne możliwe przychody.



Stara



Nowa



Fot. 4. Stara vs nowa MEW

Wdrożona w MEW Łąbędy technologia jest na tyle perspektywiczna, a przede wszystkim uzasadniona technicznie i finansowo, że w toku jest już kolejny projekt, również w południowej Polsce, w którym zamontowane zostaną generatory wzbudzone magnesami trwałymi o łącznej mocy 900 kVA. Opisane tu rozwiązanie posiada liczne zalety i daje przewagę nad standardowo stosowanymi układami.

#### Repower = komfort

Nowy obiekt na mapie hydroenergetycznej naszego kraju to kolejny dowód, że repowering przynosi wymierne korzyści i warto się go podejmować. Dzięki nowoczesnej technologii (osadzonej albo w całości nowym otoczeniu infrastrukturalnym, albo w nadal dobrze spełniającym swoją funkcję budynku MEW) możliwe jest zwiększenie przychodów z produkcji energii elektrycznej, przy jednoczesnym obniżeniu kosztów eksploatacyjnych. Status nowej instalacji

w obecnym systemie wsparcia daje wyższe ceny sprzedaży energii elektrycznej. Ważne jest jednak, aby cały zakres modernizacji od początku został dobrany tak, aby zapewnić optymalny kształt przedsięwzięcia nie tylko pod kątem formalnym, ale i technicznym. Wszystko musi się ze sobą idealnie zgrywać.

Nawiązując do wypowiedzi właściciela MEW Łąbędy, ale też oceniając proces repoweringu z perspektywy wielu zrealizowanych z powodzeniem inwestycji, należy podkreślić fakt, jak łatwe w obsłudze stają się zmodernizowane obiekty. W przypadku starych instalacji do ich codziennej eksploatacji zatrudniana jest co najmniej jedna osoba, a często właściciele obiektu angażujący się w bieżącą eksploatację, funkcjonowanie elektrowni muszą podporządkowywać swój rytm dnia. Konieczność stałego dozoru generuje koszty, niejednokrotnie nieadekwatne do uzyskiwanych

przychodów z produkcji. Natomiast unowocześnione MEW są w zasadzie bezobsługowe (fot. 4). Nad ich poprawną pracą czuwa dedykowany system sterowania i automatyki oraz zdalnie serwisanci IOZE hydro, którzy dbają o ciągłość produkcji w najwyższej możliwej wartości. Personel obsługi można ograniczyć do części etatu, który cyklicznie pojawia się, aby doglądać obiektu, ewentualnie pojawiają w sytuacjach, kiedy jest to konieczne, ale nie pracuje w nim na pełny etat.

Repowering to więc nie tylko korzyści w aspektach technologicznym, finansowym czy wizualnym, ale też bliższy ludzkiej naturze komfort współpracy z obiektem.

**Wioleta Smolarczyk**  
**Łukasz Kalina**  
IOZE hydro

Zdjęcia pochodzą z archiwum **IOZE hydro**.



Fot. 1. Widok na hydroweżel w Niedalino

Źródło: IOZE hydro

## Nowa dusza w starym młynie – MEW Niedalino

**W Niedalino, nad pracowitą rzeką Radwią położony jest ponad 120-letni budynek młyna, który kryje w sobie urządzenia małej elektrowni wodnej. W tym roku, dzięki staraniom obecnego właściciela i ekipy IOZE hydro, instalację wytwórczą wymieniono i nadano obiektowi nowego technicznego drygu. Poniżej relacja z przeprowadzonych prac okraszona komentarzami inwestora oraz osób odpowiedzialnych za realizację.**

o mocy 53 kW. Budowlę i jej wyposażenie na przestrzeni lat kilkakrotnie poddawano pracom remontowym<sup>2</sup>.

W 2001 r. młyn zaprzestał działalności i wystawiono go na sprzedaż. W ten sposób trafił w ręce aktualnego właściciela, który wykorzystując dostępną na miejscu infrastrukturę przekształcił go w elektrownię, rozpoczynając produkcję energii elektrycznej pod szyldem „MEW Niedalino”.

**Najmniejsza i najstarsza w kaskadzie**  
MEW Niedalino należy do kaskady elektrowni wodnych, w której znajdują się również należące do Grupy Energa Elektrownia Wodna Niedalino wybudowana w 1912 r.

**B**adając historię młyna wodnego (niemiecka nazwa to *Wassermühle mit Kraftbetrieb, Kammele – Nedlin*) napotykamy na informację, iż obiekt wybudowała w latach 1900–1901 rodzina von Kameke, lokalni właściciele ziemscy zamieszkujący okolice Niedalino od ok. 1600 r. do 1945 r. (kiedy zostali przymusowo przesiedleni do Niemiec). Kilka lat później – w grudniu 1949 r. młyn został przejęty przez ówczesne władze ludowe na mocy Orzeczenia Ministra Handlu

Wewnętrznego<sup>1</sup> i gospodarowały nim przez kolejne dekady Polskie Zakłady Zbożowe w Stojsławiu. Był to młyn pszeniczny o przerobie 60 ton dziennie. Z biegiem lat napęd wodny młyna zmodyfikowano na wodno-elektryczny, a w obiekcie pracowały dwie turbiny Francisca – jedna o mocy 125 KM i druga – mniejsza

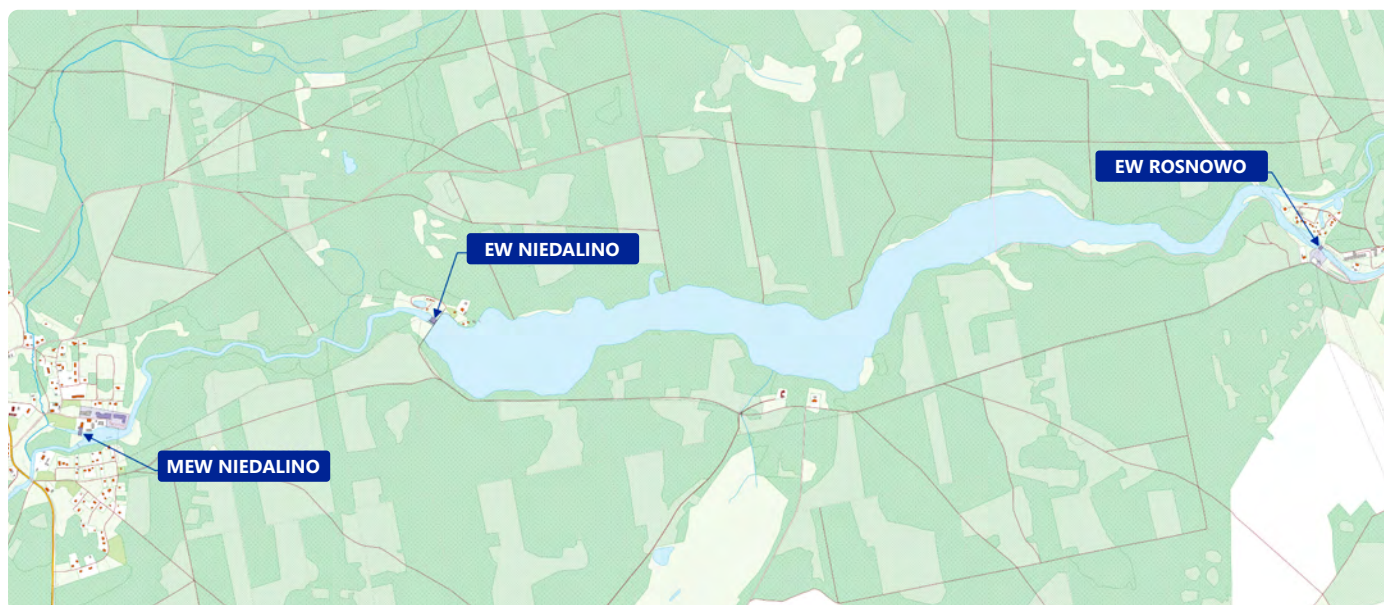
<sup>1</sup> Monitor Polski Nr A-5/poz. 55, Orzeczenie Nr 5 Ministra Handlu Wewnętrznego z dnia 7 grudnia 1949 r. wydane w porozumieniu z Przewodniczącym Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego o przejściu przedsiębiorstw na własność Państwa.

<sup>2</sup> <http://www.rosnowo.pl/mlyn-niedalino.html>



Fot. 2. Młyn w Niedalino w 1901 r. i obecnie





Ryc. 1. Usytuowanie elektrowni Niedalino w kaskadzie Radwi



Fot. 3. Transport turbin do wnętrza młyna

**Łukasz Gołąb**, kierownik montażu IOZE hydro:

*Praca montażowa turbin w obiekcie MEW Niedalino, mimo że przebiegała bardzo sprawnie, to miała w sobie cechy ekwilibrystyki. Słowo użyte nieprzypadkowo z uwagi na fakt, że w niektórych momentach musieliśmy manewrować kilkutonowymi, dużych rozmiarów turbinami z dokładnością do kilku centymetrów. Turbiny wprowadziliśmy do budynku młyna przez drzwi wejściowe. Użyliśmy w tym celu ramy metalowej przesuwanej na rolkach. Następnie skorzystaliśmy z metalowych belek podsufitowych, aby podwiesić urządzenia i umieścić je w przygotowanych stanowiskach montażowych. Betonowe rury ssące zostały podkute tak, aby wpasować nowe metalowe rury ssące. W miejsce starej infrastruktury elektroenergetycznej produkcji niemieckiej zamontowaliśmy 4 nowoczesne szafy automatyki i sterowania.*

*MEW Niedalino jest jedną z tych realizacji, w których kluczowe znaczenie miała przemyślana logistyka montażu wewnątrz obiektu i elastyczne podejście do trudności pojawiających się w toku prac. Jednak, biorąc pod uwagę liczne elektrownie, na których do tej pory pracowaliśmy, możemy odnotować, że nie zdarzyła się nam taka przeszkoda techniczna, której byśmy nie sprościli.*

(o mocy 370 kW) oraz EW Rosnowo, powstała w 1922 r. na Kanale Rosnowskim (moc 1,1 MW). Wszystkie obiekty współpracują ze sobą, w tym obsługa MEW Niedalino otrzymuje od zarządcy EW Niedalino dane nt. harmonogramu zrzutów wody. Bliskie sąsiedztwo elektrowni przepływowej zbudowanej przy zaporze Jeziora Hajka (inaczej J. Niedalińskie) daje stabilność przepływów kierowanych na turbozespoły MEW Niedalino. Aby jednak maksymalnie wykorzystać potencjał drzemiący w omawianej lokalizacji, koniecznym krokiem okazała się wymiana przestarzałej i nisko sprawnej technologii.

Mimo że obiekt nie jest formalnie objęty ochroną konserwatorską, niezaprzeczalny jest jego walor historyczny. W związku z tym modernizację należało przeprowadzić w sposób starannie zaplanowany, z poszanowaniem wiekowej architektury budynku. Dziś można już z całą pewnością stwierdzić, że przedsięwzięcie to powiodło się. W chwili pisania tego artykułu MEW Niedalino już od ponad miesiąca odprowadza do sieci energię pochodzącą z pracy nowej instalacji prądotwórczej.

### Wymagający montaż

Podobnie jak wiele modernizowanych w ostatnim czasie elektrowni, również MEW Niedalino należała do grupy obiektów, dla których zakończyła się poprzednia perspektywa wsparcia dotyczącego sprzedaży energii elektrycznej. Tym, co ostatecznie skłoniło właściciela do podjęcia decyzji o modernizacji, było stabilizujące się nowe prawodawstwo związane z OZE. Przepisy warunkowały udział w gwarantowanym 15-letnim systemie wsparcia (w ramach systemu taryf gwarantowanych FIT) koniecznością budowy nowej instalacji. Korespondowało to z palącą potrzebą poprawy parametrów pracy obiektu oraz zwiększenia komfortu jego obsługi. Prac modernizacyjnych podjął się zespół IOZE hydro. Główne zadania polegały na demontażu dwóch istniejących oraz montażu dwóch nowych hydrozespołów, realizacji nowej instalacji sterowania i automatyki, jak również remoncie betonowych powierzchni komory napływowej i części posadzki pomieszczenia maszynowni.

### Powiew technologicznej świeżości

Dwie przestarzałe turbiny Francisa pracujące w obiekcie od dziesięcioleci zastą-



Fot. 4. Jeden z dwóch nowych układów prądotwórczych w MEW Niedalino

### Jan Tuschik, właściciel MEW Niedalino:

*Od lat należę do Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) i dzięki rozmowom w kuluarach z innymi członkami Towarzystwa dowiedziałem się, że IOZE hydro może fachowo przeprowadzić modernizację mojej elektrowni. Efekt zrealizowanych prac to nie tylko nowoczesne turbiny, ale też lepszy komfort obsługi obiektu, którego bryła nie została w żaden sposób naruszona. Jedyna praca, jaka jest obecnie do wykonania przez obsługę elektrowni to czyszczenie krat, ja natomiast zdalnie na telefonie komórkowym podglądam pracę turbin. Po miesiącu od uruchomienia z zadowoleniem mogę stwierdzić, że instalacja pracuje prawidłowo – zakończyliśmy okres rozruchu i generujemy oczekiwaną ilość energii.*

*IOZE hydro oprócz dostarczenia części technicznej udzieliło mi wymiernego wsparcia w zakresie prowadzenia wszelkich formalności związanych z przedsięwzięciem, a także uzyskania zaświadczenia z URE o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej przez kolejnych 15 lat w ramach taryfy FIT. Zdaję sobie sprawę z faktu, iż procedura uzyskania zaświadczenia wymaga odpowiedniego przygotowania formalnoprawnego i dużej skrupulatności, aby mogła zakończyć się sukcesem. Jednocześnie wspomniana forma dofinansowania była dla mnie gwarantem uzyskania akceptowalnej stopy zwrotu nakładów poniesionych na inwestycję.*



Fot. 5. Agregat hydrauliczny, w tle nowe szafy sterownicze i historyczne elementy wyposażenia młyna

### Sebastian Wites, główny automatyzm IOZE hydro:

*W MEW Niedalino mamy do czynienia z olbrzymim przeskokiem technologicznym, jaki jest wynikiem modernizacji obiektu. Całkowicie manualny sposób sterowania elektrownią, oparty o przedwojenne wyposażenie produkcji niemieckiej zastąpiliśmy nowoczesnym i intuicyjnym w obsłudze sprzętem.*

*Dla MEW Niedalino dostarczyliśmy kompletną technologię dwóch hydrozespółów z generatorami asynchronicznymi. Ze względu na typ zastosowanych generatorów instalacja została wyposażona w regulator mocy bierny. Każdy z hydrozespółów może pracować autonomicznie bądź pod kontrolą regulatora nadrzędnego. System sterowania oparty o osobne sterowniki PLC oraz dotykowe panele operatorskie o przekątnej 10 cali – oddzielnie dla każdej z maszyn. W przypadku uszkodzenia jednego z hydrozespółów drugi przejmuje funkcję regulacji poziomu wody lub przepływu, w zależności od wybranego trybu pracy. Sterowniki, oprócz parametrów elektrycznych, kontrolują takie parametry jak prędkość obrotowa, drgania, szereg odczytów temperatur ze wszystkich uzwojeń oraz węzłów łożyskowych generatora i turbiny. Dodatkowo obiekt posiada czujniki tempe-*

*peratur w rozdzielnicach, jak i w budynku turbinowni. Mierzone są poziomy wody górnej – przed i za kratą oraz wody dolnej, a zatem mamy dostępną informację o spadzie brutto oraz o spadzie na kracie napływowej każdego z hydrozespółów. Dodatkowo odczytujemy także ciśnienia hydrauliki siłowej, pozycję pasa napędowego na kole pasowym, pozycję aparatów turbiny oraz aktualny przepływ. Instalacja została wyposażona w dostęp zdalny w postaci systemu wizualizacji SCADA. Przy jego użyciu możemy generować raporty z różnych okresów czasu. Każdy z hydrozespółów posiada osobne nastawy systemów sterowania zabezpieczeń oraz zaawansowaną diagnostykę, którą można wykonać także zdalnie. Operator zarówno z poziomu paneli operatorskich osobno dla każdego z hydrozespółów, jak i z poziomu systemu SCADA posiada dostęp do raportów w postaci tabelarycznej i wykresów ze wszystkich mierzonych parametrów. Jest to niewyczerpane źródło wiedzy o pracy obiektu, pozwalające na przykład na odpowiednio wczesne przeciwdziałanie poważnym awariom, czy optymalizację funkcjonowania urządzeń.*

piono w wyniku modernizacji dwoma bliźniaczymi turbinami Kaplan w układzie pionowym o mocy 75 kW każda i średnicy wirnika 1050 mm. Turbina tego typu wyposażona jest w regulowany podczas pracy wirnik oraz łopatki kierownicze pracujące dzięki wykorzystaniu hydraulicznego systemu sterowania z zasilaczem hydraulicznym. Umożliwia to aktywne kontrolowanie i dostosowanie pracy całego hydrozespołu do bieżących warunków przepływu wody. Urządzeniu towarzyszy także akumulator hydrauliczny zabezpieczający turbinę podczas awaryjnego odstawienia. Do przeniesienia obrotów z turbiny Kaplana do generatora wykorzystana została przekładnia pasowa. Producentem wyposażenia zamontowanego w obiekcie jest IOZE hydro. W zakresie automatyki i sterowania obiektem IOZE hydro zainstalowało swoje sprawdzone rozwiązania, o których szerzej opowiedział na potrzeby niniejszego artykułu główny automatyzm.

### Idą zmiany

Obowiązujące regulacje prawne sprzyjają inwestycjom w istniejących elektrowniach wodnych. Aktualnie, zgodnie z Rozporządzeniem z 9.11.2022 r. dla instalacji wodnych o mocy mniejszej niż 500 kW cena referencyjna wynosi 770 zł za MWh (waloryzowane co roku o wartość inflacji). Pewność sprzedaży energii elektrycznej po zagwarantowanej cenie, niezależnie od wahań na rynku obrotu energią i prognozowanych spadków jej cen oraz relatywnie krótki proces formalnoprawny zachęcają właścicieli MEW do modernizacji swoich obiektów na obecnych warunkach. Dostępność nowoczesnej, wysokosprawnej technologii hydrozespółów pracujących w optymalnym punkcie pracy, cechujących się większą dyspozycyjnością i niezawodnością, zapewnia większą produkcję energii elektrycznej. Fakt ten w połączeniu z wyższymi cenami sprzedaży energii elektrycznej stwarza bardzo atrakcyjną szansę inwestycyjną i spokój na wiele lat dla właścicieli MEW. Niestety zaprojektowane zmiany w prawie wprowadzą istotne ograniczenia. Warto zatem jeszcze przed ich wejściem w życie skorzystać z obecnie dostępnych możliwości.

Zespół IOZE hydro chętnie przeprowadzi kompletny proces transformacji kolejnych MEW.

**Wioleta Smolarczyk**  
**Łukasz Kalina**  
IOZE hydro

# Elektrownie szczytowo-pompowe w Polsce – przegląd

**W Polsce blisko 70% energii elektrycznej jest obecnie wytwarzane w elektrowniach ciepłych opalanych węglem kamiennym lub brunatnym. Przejście z tych źródeł energii elektrycznej na OZE nie będzie działaniem prostym, wymagającym dużych inwestycji i nakładów finansowych, w tym w wielkoskalowe magazyny energii, jakimi są elektrownie szczytowo-pompowe. W minionych miesiącach coraz więcej mówi się o konieczności budowy kolejnych obiektów tego typu. W związku z tym warto odświeżyć wiedzę na temat zasady działania ESP i ich funkcji w systemie energetycznym oraz dokonać przeglądu istniejącego parku maszynowego w Polsce.**

Obecnie na świecie funkcjonuje nadal około 2500 dużych elektrowni używających węgla kamiennego lub brunatnego jako podstawowego paliwa. W Polsce 70% energii elektrycznej wytwarzane jest w tego typu elektrowniach. Działanie tych elektrowni wymagające spalania paliwa stałego stoi w wyraźnej sprzeczności z zasadą zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Sytuacja ta musi ulegać szybkim zmianom, bowiem w przeciwnym razie może grozić nam zagłada klimatyczna.

Ostatnie analizy energetyczne wskazują, że potencjalne zasoby energii wiatru i energii słonecznej (fotowoltaiki) są wystarczające dla całej gospodarki światowej i społeczeństwa. Problemem jest jednak to, że oba te źródła energii są niestabilne. Wiatr nie zawsze wieje, a w nocy ogniewa fotowoltaiczne nie produkują energii elektrycznej, bo nie świeci słońce. Podstawowym problemem jest więc nie wytwarzanie energii elektrycznej, lecz jej magazynowanie i przesyłanie, kiedy jest jej nadmiar i udostępnienie, kiedy jest ona potrzebna. Problemem w nieco mniejszej skali są elektrownie jądrowe, które dobrze pracują przy stałym obciążeniu. Powstaje więc problem magazynowania nadmiaru wytwarzanej energii elektrycznej, kiedy nie jest ona potrzebna. Jest to dodatkowy problem, jaki napotka niebawem Polska angażująca się w budowę dużych elektrowni jądrowych. Magazynowanie energii elektrycznej jest bardzo trudnym

i złożonym problemem. Od wielu lat służą temu elektrownie szczytowo-pompowe [3]. Rozwiązanie to przeszło długą drogę przemian, poczynając od momentu kiedy opanowano przetwarzanie energii mechanicznej w elektryczną za pośrednictwem turbiny wodnej i generatora.

## Droga od elektrowni wodnej do szczytowo-pompowej

Od zarania dziejów człowiek wykorzystywał energię wody, występującą w wielu formach, do różnych celów. Były to różnego rodzaju młyny, folusze, kuźnie wodne lub tartaki. Istniały też urządzenia wykorzystujące energię płynącej wody do podniesienia jej na wyższy poziom. Najbardziej rozpowszechnionymi urządzeniami do wykorzystania energetycznego wody były różnego rodzaju koła wodne. Te urządzenia można nazwać siłowniami wodnymi, gdyż energia wody mogła być wykorzystana tylko w miejscu jej wytworzenia, bez przekazywania jej na dalsze odległości.

Pod koniec XIX wieku nastąpił zasadniczy przełom w energetyce wodnej [1]. W 1891 r. powstała pierwsza elektrownia wodna w Europie na rzece Ren. W 1895 r. w Stanach Zjednoczonych powstała pierwsza elektrownia wodna na rzece Niagara. W obiektach tych energię mechaniczną wody przekształcono na energię elektryczną za pośrednictwem generatora sprzężonego z turbiną. Było to niezwykle osiągnięcie, bowiem wytworzoną energię elektryczną można było przekazywać do miejsca, gdzie była ona rzeczywiście potrzebna. Była to rewolucja w dziedzinie energetyki.

W początkowym etapie powstawania elektrowni wodnych okazało się, że nawet niewielka ilość wytwarzanej energii elektrycznej nie znajduje zbytu. Tak było w przypadku wybudowania na Pomorzu w latach trzydziestych XX wieku elektrowni Żur i Gródek o łącznej mocy 13 MW. Podobnym przykładem jest kaskada elektrowni wodnych na Raduni, gdzie łącznie moc 16 MW z 8 elektrowni, która wystarczała wtedy na pokrycie zapotrzebowania w energię elektryczną miasta Gdańsk. Elektrownie wodne mają podstawową zaletę, że można je bardzo łatwo uruchamiać, jak również regulować moc związaną z aktualnym zapotrzebowaniem. Poza

tym turbiny wodne i generatory są maszynami o bardzo wysokiej sprawności i nie powodują zanieczyszczenia środowiska.

W Polsce po II WŚ istniały tysiące takich urządzeń, które były powiązane z małymi ciekami i zbiornikami gromadzącymi wodę do wykorzystania. W Europie i USA powstawały szybko nowe zapory i jazy piętrzące wodę dla potrzeb energetyki wodnej wykorzystujące korzystne pod względem technicznym i ekonomicznym lokalizacje. Inwestycje te były jednak bardzo kosztowne i wymagały długiego czasu realizacji. Świat nie znosi próżni i zaczęły szybko powstawać elektrownie ciepłe napędzane turbinami parowymi o dużych mocach rzędu kilkuset, a nawet tysiące megawatów. Spowodowało to rozwój sektora wydobywania węgla i jego transportu z miejsca wydobywania do elektrowni. Były to setki, a nawet tysiące ton dziennie. Równoległe powstały pierwsze elektrownie jądrowe, w których dotychczasowe źródło ciepła (kocioł opalany węglem) zastąpiono reaktorem jądrowym. Zaletą elektrowni jądrowych było uniknięcie kosztownego wydobywania i transportu węgla, jak również zanieczyszczeń atmosfery gazem cieplarnianym jakim jest dwutlenek węgla. Mankamentem tych elektrowni było jednak zagrożenie promieniowaniem w przypadku awarii, dostarczenie paliwa jądrowego jak również składowanie zużytych elementów paliwa jądrowego. Obie te elektrownie, klasyczna ciepła i jądrowa, mimo wielu korzyści mają jedną negatywną wspólną cechę. Są trudne do szybkiej zmiany mocy, zależnej od zapotrzebowania.

W gospodarce i społeczeństwie występowało nierównomierne zapotrzebowanie na energię w ciągu dnia. Powstawał szczyt ranny oraz szczyt wieczorny. Tu w sukurs zaczęły przychodzić elektrownie wodne. Początkowo była to praca o charakterze szczytowym z częściowym magazynowaniem wody w zbiornikach górnych i wykorzystaniem zbiorników dolnych, wyrównawczych. Aby usprawnić te sytuacje zaczęto tworzyć elektrownie szczytowo-pompowe. W Polsce powstały ESP Porąbka-Żar, Żarnowiec i Żydowo. Z biegiem czasu okazało się, że następuje wyrównanie zapotrzebowania energii elektrycznej w ciągu całej doby, a nawet w ciągu

wszystkich dni tygodnia. W związku z tym rola ESP zaczęła stopniowo zanikać i projektowane elektrownie zostały czasowo odłożone. Taki los spotkał projektowaną w Polsce ESP Młoty.

W ostatnich latach cały świat zrozumiał, że dotychczasowe wytwarzanie energii elektrycznej przez spalanie węgla, ropy naftowej czy gazu ziemnego prowadzi ludzkość w szybkim tempie do zagłady w postaci radykalnych zmian klimatycznych. Zrozumiano, że przyszłość ludzkości w zaopatrzeniu w energię elektryczną jest w odnawialnych źródłach energii (OZE). Te dwa podstawowe źródła to energia elektryczna z wiatru i fotowoltaiki. Niestety oba te źródła są całkowicie niesterowalne i nie są zsynchronizowane z zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Problemem jest przesył i magazynowanie energii.

#### Zasady pracy i eksploatacji elektrowni szczytowo-pompowych oraz ich rozwój

ESP są powszechnie znane i funkcjonują od wielu lat na całym świecie. ESP jest nietypową elektrownią, która nie wytwarza energii elektrycznej, lecz przetwarza ją magazynując w czasie, między okresem jej nadmiaru w systemie i okresem zapotrzebowania. Użycie w tym przypadku określenia elektrownia jest pewnego rodzaju nadużyciem, bowiem ta elektrownia nie wytwarza, lecz jedynie przetwarza energię. Funkcjonowanie tego rodzaju obiektów uwarunkowane jest ich wysoką sprawnością (70–80%), która stanowi stosunek wielkości energii pobranej z systemu na pompowanie, a następnie oddanej

do systemu w okresie pracy turbinowej w czasie jej zapotrzebowania. ESP składa się z dwóch zbiorników magazynujących wodę, których zwierciadło znajduje się na różnych poziomach (rys. 1).

Różnica poziomów zw. wody w zbiornikach to spad mierzony w metrach. Zbiorniki połączone są w sposób trwały (kanał otwarty, rurociągi, sztolnia), umożliwiający przepływ wody w obu kierunkach. Zbiornikiem dolnym jest najczęściej zbiornik naturalny: jezioro, zalew, zatoka morska lub zbiornik utworzony ze spiętrzenia rzeki. Zbiornik górny jest zazwyczaj zbiornikiem sztucznym. Pojemność zbiornika górnego jest często ograniczona i określa pojemność magazynowanej energii w postaci ilości wody w nim zawartej i potencjalnego spadu. Spad ten ulega zmianie ze względu na zmiany napełnienia w obu zbiornikach. W systemie ESP (zbiornik górny, zbiornik dolny) nie występują prawie straty wody, a ubytki są niewielkie i wynikają z parowania. Są więc korzystne w warunkach polskich posiadających skromne zasoby wód powierzchniowych. Pompowy cykl pracy ESP rozpoczyna się dopływem wody ze zbiornika dolnego do pompoturbiny. Dzięki pracy pompoturbiny zasilanej z systemu energetycznego woda przepływa do zbiornika górnego (rys. 1. ciemnozielona strzałka). Zmagazynowana tam woda stanowi zasób energii potencjalnej. W momencie powstania zapotrzebowania energii w systemie, woda przepływa ze zbiornika górnego do dolnego (jasnozielona strzałka) i za pośrednictwem

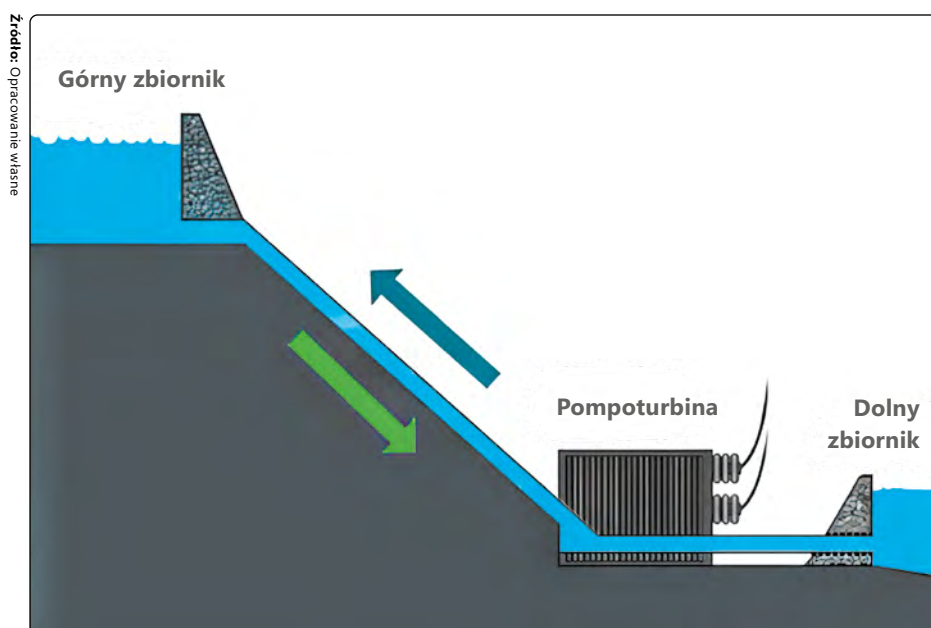
pompoturbiny wytwarza energię elektryczną, która jest przesyłana do sieci. Obecnie technologia ta nabiera szczególnego znaczenia wobec konieczności magazynowania dużych ilości energii pochodzących z OZE.

#### Magazynowanie wody w zbiornikach przy klasycznych elektrowniach wodnych

Elektrownie wodne posiadają bardzo ważną zaletę – mogą pracować z dużą sprawnością przy zmieniających się spadach i przepływach, różnych od parametrów instalowanych. Pozwala to na kontrolowane zmniejszanie mocy elektrowni, gdy nie ma zapotrzebowania w systemie na energię elektryczną. Wymaga to zmniejszenia przepływu przez elektrownię i magazynowanie oszczędzonej wody w zbiorniku powyżej zapory czy jazu i elektrowni. Powoduje to podwyższenie stanów wody w tym zbiorniku. Jeżeli są to zmiany krótkie, nie wywołują protestów środowisk ekologicznych. W przypadku zmian dłuższych (tygodniowych lub nawet sezonowych) zmiany te powodowały protesty nie tylko ekologów, ale również społeczne, gdyż wiele zbiorników wykorzystywanych jest w celach rekreacyjnych. Przepływy poniżej zapory czy jazu ulegały zmianom w czasie powodując niekorzystne zmiany erozyjne w korycie rzeki. W konsekwencji zaniechano takiej gospodarki energetycznej i ustalano systemy zapor/jaz, zbiornik jako przepływowe. To znaczy ilość wody dopływająca do zbiornika musiała z niego odpływać przez elektrownię wodną lub przelew.

#### Elektrownie wodne z dużymi zbiornikami i zbiornikami wyrównawczymi

Budowa wysokich zapór z dużymi zbiornikami górnymi o wysokim spadzie stwarzała korzystne warunki do tworzenia elektrowni wodnych o dużych przepływach instalowanych, które wielokrotnie przekraczały średnie przepływy tych rzek. Rozwiązanie tych problemów zrealizowano przez zastosowanie poniżej zapór i elektrowni zbiorników wyrównawczych. W zbiornikach tych gromadzona jest woda z pracy elektrowni wodnej pełną mocą (szczytowej) w ciągu kilku godzin pracy szczytowej, a następnie odprowadzono ją sukcesywnie do koryta rzeki poniżej z dużo mniejszym natężeniem. Tego typu rozwiązaniami są w Polsce obiekty Rożnów ze zbiornikiem wyrównawczym Czchów na Dunajcu, Czorsztyn-Niedzica



Rys. 1. Schemat pracy elektrowni ESP.

ze zbiornikiem wyrównawczym Sromowce Wyżne na Dunajcu, Solina ze zbiornikiem wyrównawczym Myczkowce na Sanie czy zapora Porąbka ze zbiornikiem wyrównawczym Czaniec na Sole.

### Elektrownie wodne ze zbiornikami wyrównawczymi i odwracalnymi jednostkami

Utworzenie zbiorników wyrównawczych poniżej dużych zapór i elektrowni w celu wyrównania przepływu w rzece poniżej, stworzyło możliwość wykorzystania zbiornika wyrównawczego jako zbiornika dolnego ESP. Konieczne było jedynie, aby istniejące turbiny były odwracalnymi i mogły służyć jako pompy. Tak więc woda, która raz przepłynęła przez turbiny w ciągu pracy szczytowej do zbiornika wyrównawczego, w pozostałym okresie mogła być pompowana ze zbiornika wyrównawczego (dolnego) z powrotem do zbiornika górnego. Jest to bardzo korzystne rozwiązanie z punktu widzenia energetycznego. W Polsce mamy dwa takie obiekty. Są to: Solina ze zbiornikiem wyrównawczym Myczkowce na Sanie i Czorsztyn-Niedzica ze zbiornikiem wyrównawczym Sromowce Wyżne na Dunajcu.

### Elektrownie szczytowo-pompowe w Polsce

Polska posiada 6 elektrowni szczytowo-pompowych, w tym dwie elektrownie z członami odwracalnymi. Najstarszą jest elektrownia Dychów wybudowana w latach 1933–1936 i całkowicie zmodernizowana w 2021 r. Pozostałe to: Żarnowiec, Porąbka-Żar, Żydowo, Czorsztyn-Niedzica i Solina [2]. Łączna moc zainstalowana w tych elektrowniach wynosi obecnie 1 803 MW.

Źródło: Lech Adamczewski



Fot. 1. Widok rurociągów ESP Żarnowiec

### Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec

Budowę elektrowni rozpoczęto w 1973 r., a oddano do eksploatacji w 1982. W 1982 r. rozpoczęto budowę elektrowni jądrowej Żarnowiec, która miała tworzyć ważną jednostkę energetyczną z ESP. Elektrownia jądrowa (EJ) usytuowana była nad brzegiem jeziora i miała je wykorzystywać jako zbiornik wody chłodzącej. EJ miała składać się z 4 reaktorów o łącznej mocy 1600 MW. Reaktory miały być produkcji czeskiej (Škoda) na licencji ZSRR. Turbozespoły miały być produkcji ZAMECH Elbląg, a generatory produkcji DOLMEL Wrocław. W budowę EJ zaangażowanych było 70 polskich przedsiębiorstw. W 1989 r. rząd podjął decyzję o zamknięciu budowy na skutek niekorzystnej sytuacji społeczno-politycznej dla energetyki jądrowej. Szacuje się, że budowa EJ w momencie zamknięcia była ukończona w ok. 60%.

ESP położona jest w województwie pomorskim. Właścicielem elektrowni jest PGE Energia Odnawialna. W skład obiektu wchodzi Jezioro Żarnowieckie tworzące zbiornik dolny. Pojemność jeziora przy rzędnej zw. wody 2,00 m n.p.m. wynosi 106 mln m<sup>3</sup>, a powierzchnia 135 ha. Wahania zw. wody w jeziorze w wyniku pracy ESP wynoszą ok. 1 m. Jezioro z elektrownią łączy kanał otwarty o długości 850 m, głębokości 13 m o przekroju trapezowym i szerokości w dnie 100 m. Elektrownia wodna składa się z 4 pionowych jednostek odwracalnych typu Francisa i mocy w trybie turbinowym 4 × 179 MW = 716 MW. W trybie pompowym elektrownia pobiera moc 4 × 200 MW. Elektrownię ze zbiornikiem górnym łączy 4 stalowe rurociągi o długości 1 100 m. (fot. 1). Średnice rurociągów zmieniają się na długości od 7,1 do 5,4 m.

Zbiornik górny znajduje się na wzgórzach morenowych na miejscu dawnej wsi Kolkowo. Zbiornik jest wyasfaltowany i ma pojemność 13,8 mln m<sup>3</sup>. Maksymalna rzędna zw. wody przy napełnionym zbiorniku wynosi 126 m n.p.m. Spad elektrowni zmienia się od 108 do 125 m. Wahania stanów wody w zbiorniku górnym wynoszą 16,5 m. Maksymalny przepływ w cyklu turbinowym wynosi 700 m<sup>3</sup>/s. Napełnianie zbiornika górnego trwa 6,5 godz. Napełniony zbiornik górny zawiera 3,6 GWh energii. Sprawność elektrowni szacuje się na 73%.

### Elektrownia szczytowo-pompowa Żydowo

Pierwsze wzmianki o możliwości realizacji elektrowni wodnej Żydowo pochodzą z lat 30. XX w. Realizacją tego projektu była zainteresowana firma Siemens. ESP Żydowo w obecnym kształcie wykonano w latach 1964–1971. Elektrownia położona jest w województwie zachodniopomorskim. Właścicielem elektrowni jest Spółka Energa Wytwarzanie.



Źródło: ENERGA SA

Fot. 2. Widok budynku ESP Żydowo, rurociągów oraz kanału otwartego

Obiekt tworzą dwa naturalne jeziora usytuowane blisko siebie i posiadające znaczne różnice wysokościowe. Jezioro Kamienne stanowi zbiornik górny o powierzchni ok. 100 ha, średniej głębokości ok. 6,4 m i średnim poziomie zw. wody na rzędnej 160 m n.p.m. Pojemność energii zbiornika górnego wynosi ok. 0,7 GWh.

Jezioro Kwiecko tworzące zbiornik dolny ma powierzchnię 140 ha, o średniej głębokości ok. 4,0 m i położenia zwierciadła wody na rzędnej 80 m n.p.m. Jeziora łączy kanał otwarty o długości 1316 m, o przekroju trapezowym i szerokości 12 m oraz 3 rurociągi stalowe o długości 467 m i średnicy 5,0 m (fot. 2). Elektrownia wyposażona jest w 2 pompoturbiny i jedną jednostkę klasyczną Francisa. Maksymalny przepływ w cyklu turbinowym wynosi 240 m<sup>3</sup>/s, co daje moc 176 MW.



Źródło: Urząd Gminy Bobowice

Fot. 3. Widok zbiornika górnego, budynku elektrowni wodnej Dychów oraz rzeki Bóbr

### Elektrownia szczytowo-pompowa Dychów

ESP Dychów znajduje się w województwie dolnośląskim nad rzeką Bóbr. Jest to najstarsza elektrownia wodna w Polsce wybudowana w latach 1933–1936 przez firmę Voith Simens. Elektrownia ta zasilała w energię elektryczną Berlin. Zbiornik górny elektrowni, utworzony sztucznie, ma powierzchnię 100 ha i posiada pojemność 4 mln m<sup>3</sup> (fot. 3). Uzupełnienie wody w tym zbiorniku jest kanałem derywacyjnym o długości 20,4 km od jazu Krzywianiec na Bobrze. Elektrownia posiada 3 zespoły turbinowe Kaplana o osi pionowej i mocy 29,3 MW każdy. Łącznie 88 MW. Elektrownia wyposażona jest w 4 zespoły pompowe 2 x 5,9 MW i 2 x 5,4 MW, łącznie 22,6 MW. Ostatnio elektrownia przeszła poważną modernizację, która trwała 3 lata. Obecnie jest w stanie dostarczać moc 17 MW przez 5 godzin. Pojemność energii w zbiorniku górnym wynosi 0,22 GWh.

Zdjęcie: wikipedia.org/Orngys



Fot. 4. Widok zbiornika górnego ESP Porąbka Żar

### Elektrownia szczytowo-pompowa Porąbka Żar

Idea utworzenia ESP Porąbka Żar znana była już przed pierwszą wojną światową. Obiekt znajduje się w województwie śląskim niedaleko Żywca. Elektrownia jest jedyną w Polsce elektrownią podziemną i wykorzystuje jako zbiornik dolny Jezioro Międzybrodzkie o charakterze przeciwpowodziowym na rzece Sole utworzone przez wybudowanie zapory Porąbka. Pojemność tego zbiornika wynosi 26,6 mln m<sup>3</sup> i długość ok. 5 km. Pierwsze założenia projektu opracowano w 1969 r. a budowa ruszyła w 1970 r. Zasadnicze prace wykonano w latach 1974–1979. Pierwszą z 4 jednostek uruchomiono w 1979 r. Zbiornik dolny ma obecnie charakter rekreacyjny i słynie z bogactwa ryb.

Zbiornik górny sztuczny (fot. 4) wyfaltowany o kształcie owalnym znajduje się na wzgórzu. Posiada długość 650 m i szerokość 250 m. Jest otoczony wałem o wysokości 30 m i posiada maksymal-

ną pojemność 2,3 mln m<sup>3</sup>. Maksymalny sumaryczny odpływ ze zbiornika w czasie pracy turbinowej wynosi 4 x 36 m<sup>3</sup>/s. Sztolnia odpływowa o długości ok. 500 m jest jedna o przekroju kołowym i średnicy 6 m. Na sztolni znajduje się komora wyrównawcza w celu złagodzenia ciśnienia przy nagłej zmianie przepływu. Zbiornik górny ma pojemność energii 2,0 GWh. W elektrowni znajdują się 4 jednostki odwracalne Francisa o osi pionowej. W cyklu turbinowym moc jednostki wynosi 125 MW, a w cyklu pompowym 135,5 MW. Uruchomienie elektrowni w trybie turbinowym trwa 3 min., natomiast w trybie pompowym około 10 minut. Właścicielem obiektu jest Spółka PGE Energia Odnawialna. Turbiny są wybudowane przez firmę BoVing w Anglii. Sztolnia odpływowa ma średnicę 6 m i długość około 500 m. Napięcie znamionowe generatorów wynosi 13,8 kV. Wyprowadzenie mocy z generatora odbywa się za pomocą ekranowych szyn elektrycznych na olejowy transformator blokowy, zwiększając poziom napięć do 242 kV. Następnie energia, poprzez rozdzielnie wprowadzana jest do linii napowietrznej i włączana do krajowego systemu elektroenergetycznego.

### Elektrownia szczytowo-pompowa Solina ze zbiornikiem wyrównawczym Myczkowce

Idea budowy zapory w Solinie na rzece San była już znana w 1921 r., a powróciła ponownie w latach 1936–1937 r. Całkowicie nowy projekt powstał w 1955 r. jako projekt zapory i elektrowni szczytowej ze zbiornikiem wyrównawczym. Budowę rozpoczęto w 1960 r. i zakończono w 1968.

Obecnie zaporę tworzy największy zbiornik retencyjny o pojemności 470 mln m<sup>3</sup>. Zaporę położoną jest w województwie podkarpackim. Powierzchnia zbiornika

ma 22 km<sup>2</sup>. Maksymalna rzędna piętrzenia wynosi 420 m n.p.m. Zaporę jest betonowa typu ciężkiego o wysokości 81,8 m i długości 646 m. Na zaporze znajdują się 3 prześła przelewowe i 2 upusty denne (fot. 5). Początkowo elektrownia wodna została zaprojektowana jako szczytowa o mocy 136 MW. W latach 2000–2003 elektrownia wodna przeszła modernizację i posiada obecnie 4 jednostki Francisa.



Fot. 5. Widok zapory Solina za zbiornikiem górnym, elektrownią i zbiornikiem dolnym Myczkowce

Dwie klasyczne i 2 odwracalne o łącznej mocy w cyklu turbinowym 200 MW. Pojemność energetyczna zbiornika górnego wynosi 1,3 GWh. Zbiornik dolny Myczkowce na Sanie poniżej Zapory Solina ma pojemność 11 mln m<sup>3</sup>. Zbiornik jest zamknięty zaporą o długości 386 m i wysokości 17,5 m. Zaporę jest wyposażona w 2 turbiny Kaplana o łącznej mocy 8,3 MW.



Fot. 7. Widok zbiornika górnego i wyrównawczego zapory Czorsztyn-Niedzica.

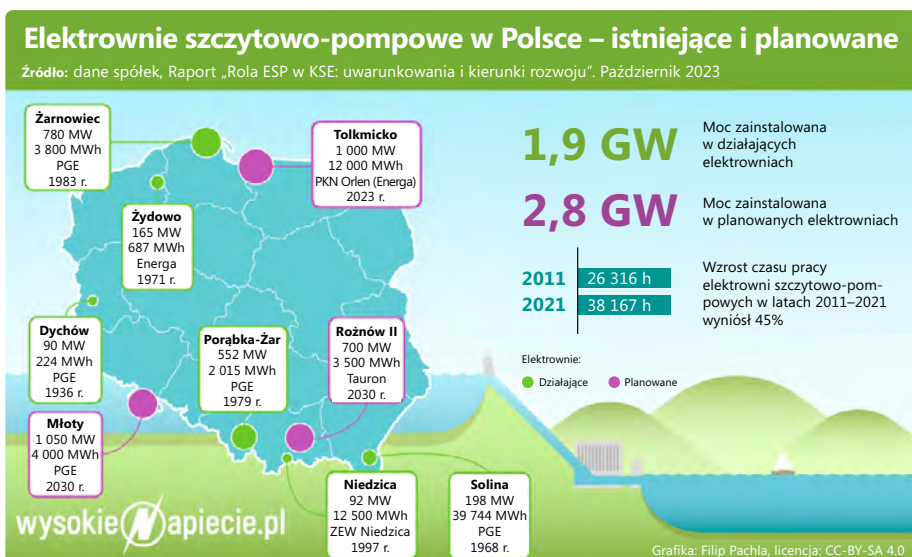
### Zapora i elektrownia Czorsztyn-Niedzica na Dunajcu

Zapora Czorsztyn-Niedzica i zbiornik zostały oddane do eksploatacji w 1997 r. tuż



Fot. Wizualizacja ESP Młoty

Źródło: WysokieNapiecie.pl



Rys. 2. Istniejące i planowane elektrownie szczytowo-pompowe w Polsce

przed nadejściem fali powodziowej na Dunajcu. Zapora znajduje się w województwie małopolskim. Pojemność zbiornika wynosi 232 mln m<sup>3</sup>. Normalny poziom piętrzenia jest na rzędnej 529 m n.p.m.

Zapora jest typu ziemnego z uszczelnieniem glinowym o wysokości 56 m i długości 404 m. Zapora jest wyposażona w przelew stokowy (fot. 6). Elektrownia wodna wyposażona jest w 2 turbiny odwracalne Deriaza o mocy 92 MW przy pracy w trybie turbinowym. Moc przy trybie pompowym wynosi 89 MW. Pojemność energetyczna zbiornika górnego wynosi 1 GWh. Obecna praca elektrowni jako szczytowo-pompowej możliwa jest dzięki zbiornikowi wyrównawczemu Sromowce Wyżne usytuowanemu poniżej zapory. Zbiornik wyrównawczy został początkowo wykonany dla wyrównywania przepływu szczytowego elektrowni w dalszym biegu Dunajca. Zbiornik powstał w latach 1972–1994. Zapora ma długość 460 m, wysokość 11 m i posiada elektrownię o mocy 2 MW wyposażoną w 4 turbiny śmigłowe. Zbiornik ma powierzchnię 0,95 km<sup>2</sup> i pojemność wyrównawczą 5,4 mln m<sup>3</sup>.

### Planowane inwestycje w ESP w Polsce

W przypadku elektrowni szczytowo-pompowych bardzo istotnym czynnikiem jest moc zainstalowanych jednostek, bowiem decyduje to o możliwości szybkiego uruchomienia pracy turbinowej na maksymalnym poziomie, jak również szybkiej pracy pompowej w celu napełnienia zbiornika górnego. Pojemność zbiornika górnego determinuje ilość zmagazynowanej energii, której sposób wykorzystania jest bardzo elastyczny, ponieważ turbiny mogą pracować z dużą sprawnością przy częściowym obciążeniu (przepływ przez turbiny). Moc przyszłej ESP zależy od pojemności i parametrów zbiornika górnego oraz zainstalowanej mocy turbin elektrowni. Stanowi również podstawę do określenia pojemności energii zbiornika górnego. W wymienionych powyżej ESP mamy zainstalowane 1 765 MW mocy. W najbliższym czasie przewiduje się uruchomienie 3 dużych ESP. Są to: ESP Młoty, którą już dość dawno rozpoczęto i zaniechano, o mocy 1 050 MW, ESP Tolkmicko o mocy instalowanej 1 000 MW, oraz ESP Rożnów 2 o mocy 700 MW. Oprócz tego projektowana jest ESP Pilchowice o mocy 612 MW, Sobel o mocy 1 000 MW i Niewistka o mocy 1 000 MW.

Należy jednak pamiętać, że Polska posiada bardzo skromne zasoby wodne i bardzo niskie ich hydroenergetyczne wykorzystanie. Techniczny potencjał hydroenergetyczny Polski szacowany jest na ok. 13 700 GWh/rocznie, a wytwarzamy obecnie ok. 2 000 GWh, co stanowi jedynie 15% potencjału hydroenergetycznego technicznego. Należy pamiętać, że moc zainstalowana w ESP i w klasycznych elektrowniach wodnych to dwie różne sprawy. Zwiększenie potencjału w ESP jest ściśle związane z coraz szerszym wykorzystaniem energii z OZE i magazynowaniem tej energii. Natomiast budowa klasycznych elektrowni wodnych wiąże się z gospodarką zasobami wodnymi.

### Podsumowanie

Trudno obecnie wyobrazić sobie gospodarkę światową i funkcjonowanie społeczeństwa bez stałego źródła energii, a w szczególności energii elektrycznej. Cały świat zrozumiał, że zagrożenie katastrofą klimatyczną wymaga szybkiego odejścia od wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem, węglem brunatnym, ropą czy gazem. Analiza energetyczna wykazuje, że dostępne zasoby OZE (głównie wiatr i fotowoltaika) są wystarczające dla gospodarki, jak i społeczeństw. Problemem tych OZE nie jest ich wytwarzanie, ale magazynowanie, ze względu na niestabilność ich wytwarzania w ciągu dnia. Jednym ze sposobów efektywnego magazynowania energii elektrycznej wytwarzanej z OZE są ESP, które przeżywają poważny renesans na całym świecie. Mogą one stanowić magazyny o dużych pojemnościach energii i zainstalowanych mocach rzędu kilkuset, a nawet tysięcy megawatów. Do tych celów są adaptowane istniejące już obiekty hydroenergetyczne, które zmieniają swoje początkowe przeznaczenie i są modernizowane.

Polska posiada skromne zasoby wodne i niewielkie ich wykorzystanie dla celów hydroenergetycznych, jednakże istniejący potencjał ESP oraz perspektywy ich rozwoju są znaczące. Wymaga to jednak podjęcia szybkich decyzji i dużych nakładów finansowych.

#### Prof. Wojciech Majewski

Institut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku

#### Literatura:

- Majewski W., 2020, Wprowadzenie do inżynierii i gospodarki wodnej. Monografia IW PAN.
- Majewski W. 2018, Rok Rzeki Wisły, Monografia IMGW PIB Warszawa
- Michałowski S., Plutecki J., 1975, Energetyka wodna, WNT Warszawa

Źródło: Neo Energy Group



Fot. Wizualizacja ESP Tolkmicko



Fot. 1. Widok na MEW Maków Mazowiecki

## Pionierska mikroścież z udziałem MEW w Makowie Mazowieckim

**Jesienią minionego roku w Makowie Mazowieckim została uruchomiona nowa mała elektrownia wodna. Obiekt wpięty w mikrościeżę tworzy unikalny w skali kraju układ umożliwiający bezpośrednio zasilanie budynków użyteczności publicznej energią wyprodukowaną z energii potencjalnej spadku wód. Przyjrzyjmy się wspólnie szczegółom tego przedsięwzięcia.**

**N**owa MEW w Makowie Mazowieckim na lewym brzegu Orzycy to nie tylko atrakcyjna wizualnie, ale i wysoce funkcjonalna wizytówka nowoczesnego podejścia do realizacji obiektów hydroenergetycznych. Należy dodać, że jest ona skonfrontowana in situ z objętym ochroną konserwatorską budynkiem maszynowni starej MEW, pracującej niegdyś na przeciwnym brzegu rzeki. Projekt zrealizowany w formule „zaprojektuj i wybuduj” stanowi przywrócenie praktykowanego dawniej sposobu gospodarowania wodami rzecznyymi.

### Zakres inwestycji hydrotechnicznej

Inwestycja wykonana na zlecenie władz Makowa Mazowieckiego obejmowała budowę nowego jazu (w zastępstwie obiektu niespełniającego swojej funkcji już od

dziesięcioleci) oraz budowę elektrowni wraz z przepławką techniczną szczelinową dla ryb, jak również zagospodarowanie terenu wokół obiektu. Nowoczesny jaz piętrzy obecnie wody za pomocą wielowarstwowej powłoki kompozytowej wypełnionej wodą, sterowanej hydraulicznie i zainstalowanej w głównym przęśle (o szerokości 17 m). Do powłoki woda wtłaczana jest za pomocą rurociągów technologicznych wbetonowanych w płytę jazu. W sytuacji zaniku napięcia w systemie sterującym jest dostępny mechanizm awaryjny, który rozpiętrza (obniża) jaz. Dodatkowo w drugim przęśle jazu zamontowana jest drewniana zastawka, która będzie wykorzystywana przy pracach remontowych czy podczas przepuszczania wód wezbraniowych. Ostatnie, najkrótsze przęśle

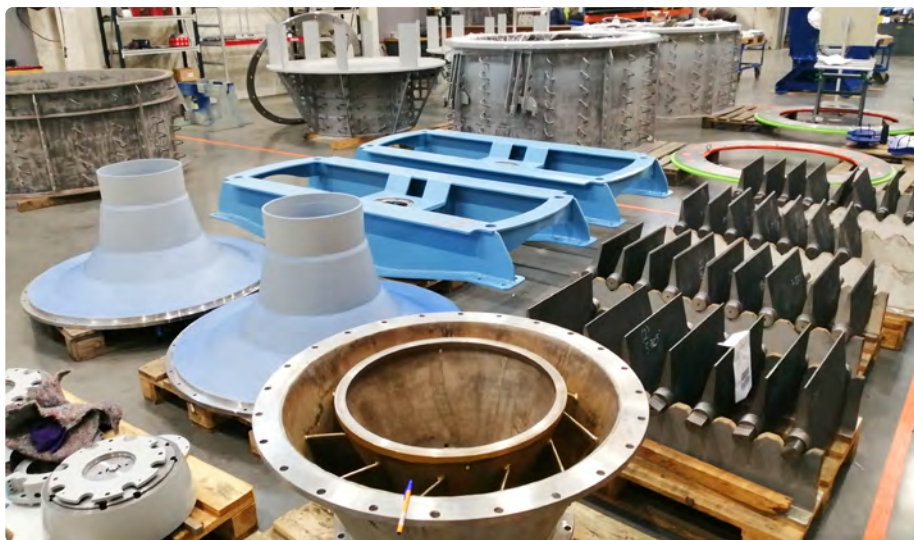
jazu wykorzystane zostało do zamontowania zastawki płuczającej. Nad jazem wybudowano drewnianą kładkę wspartą na trzech ścianach żelbetowych. Dodatkowo wykonano pylon ze stalowymi wantami, który stanowi punkt charakterystyczny tego miejsca.

Budynek MEW wzniesiony w bezpośrednim sąsiedztwie jazu. Składa się on z dwóch poziomów. W pierwszym znajduje się sterownia, gdzie umieszczono szafy sterownicze i zasilające oraz wyprowadzenie mocy. Drugi, niższy poziom stanowi maszynownia główna, w której zainstalowane są hydrozespoły. Żelbetowa bryła budynku wraz z dwuspadowym dachem przełamana jest efektywnym przeszkleniem na aluminiowej stolarce. Woda do elektrow-



Fot. 2. Jaz na rz. Orzyca przed i po realizacji inwestycji





Fot. 3. Elementy składowe turbin Kaplana na stanowisku montażowym

ni ujmowana jest za pośrednictwem kanału żelbetowego, którego geometria została zaprojektowana tak, aby ułatwić czyszczenie krat. Obiekt wyposażony jest również, jako pierwszy w kraju, w automatyczną czyszczarkę krat poziomych.

Proces budowy MEW był wieloetapowy i odbywał się w nawiązaniu do istniejącej infrastruktury budowlanej. Sam opis zrealizowanych prac w ramach poszczególnych etapów mógłby stanowić materiał na osobny artykuł, posłużymy się więc dokumentacją zdjęciową, aby zobrazować skalę przedsięwzięcia począwszy od koncepcji do oddania MEW do użytku.

#### Zaawansowana automatyzacja obiektu

Blok elektrowni kryje w sobie kluczowe elementy technologiczne – spiralne komory napływowe o skomplikowanej geometrii, stalowe rury ssące oraz hydrozespoły. Obiekt w Makowie Mazowieckim bazuje na technologii dwóch bliźniaczych turbin Kaplana o pionowej osi obrotu zestawionych z generatorami asynchronicznymi, o mocy znamionowej 55 kW każdy i przepłyku maksymalnym 4 m<sup>3</sup>/s. Zarówno wirniki, jak i kierownice turbin są w pełni sterowalne, co umożliwia optymalizację pracy całego układu, w ścisłym dostosowaniu do pa-



Fot. 4. Wnętrze MEW z dwoma hydrozespołami i platformą sterowniczą

nujących warunków hydrologicznych. Hydrozespoły mają możliwość pracy niezależnej. Regulatory turbin współpracują z szybkimi układami elektro-hydraulicznymi zarówno dla potrzeb szybkiej zmiany mocy, jak i szybkiej synchronizacji z siecią dodatkowej turbiny, jeżeli zapotrzebowanie mikrościeżki w danej chwili przekracza maksymalną moc aktualnie pracującej turbiny dla danych warunków hydrologicznych. W trybie AUTO – tj. bezobsługowym – po spełnieniu odpowiednich warunków (zabezpieczenia, poziom wody, parametry sieci, temperatury), hydrozespół pracuje na mikrościeżce we współpracy z tzw. strażnikiem mocy, uniemożliwiającym wprowadzenie energii do sieci energetycznej poza mikrościeżkę.

Dedykowany system sterowania pozwala na intuicyjną obsługę obiektu MEW i jazu powłokowego. Dopełnieniem układu wytwórczego jest automatycznie sterowana czyszczarka krat współpracująca z kanałem płuczającym i zastawką płuczającą. Instalacja czyszcząca umożliwia sprawne, bezobsługowe oczyszczanie krat wlotowych elektrowni i spławianie zanieczyszczeń niesionych z prądem rzeki na stanowisko dolne poprzez otwarcie zastawki. Operator obiektu posiada dostęp zdalny do systemu SCADA, dzięki któremu można monitorować aktualny stan wszystkich urządzeń, tworzyć wykresy, raporty oraz zestawienia z pracy mikrościeżki.

#### Inteligentne zarządzanie energią

Zaawansowany technologicznie, wysoce zautomatyzowany obiekt MEW wraz z infrastrukturą towarzyszącą to nie wszystko, o czym warto powiedzieć w kontekście in-

**Ryszard Mazur**, kierownik projektu Enerko Energy:

*Projekt w Makowie Mazowieckim stanowił dla nas ciekawe wyzwanie budowlane pod wieloma względami. Jednym z nich było zabezpieczenie na czas robót budynku zabytkowej MEW podczas wykonywania płyty wypadowej nowego jazu. W toku prac posadowienie istniejącego budynku zostało całkowicie odkryte, stąd proces budowlany wymagał wykonania podbicia fundamentów starej elektrowni wodnej, aby móc bezpiecznie zrealizować przewidziany zakres działań. Budowy prowadzone w otoczeniu wodnym wymagają szczególnego przygotowania, w tym ochrony przed wdarciem się wód rzecznych do obszaru objętego pracami (służą do tego m.in. szczelne ściany oporowe zwane potocznie „Larsenami”). Tutaj mieliśmy do czynienia z dodatkowym utrudnieniem, ponieważ jeszcze przed rozpoczęciem prac należało wykonać bypass kanalizacji ogólnospławnej (kolidującej z lokalizacją przewidywanych robót), zbierającej nieczystości z lewobrzeżnej części miasta. Docelowo w ramach inwestycji wykonaliśmy nowy fragment instalacji kanalizacyjnej przebiegający wzdłuż jazu, po trasie analogicznej do jej poprzedniego przebiegu. Łączy on istniejące studzienki umiejscowione po obu stronach koryta rzecznego. Całościowy efekt naszych prac cieszy oko. Myślę, że nie będzie w tym przesady, jeśli podsumuję, że jest to jedna z ładniejszych nowo wybudowanych MEW w Polsce. Dodatkowo otoczenie obiektu zostało zrealizowane w taki sposób, że stanowi atrakcyjne miejsce do spędzania wolnego czasu dla mieszkańców miasta i spełnia rolę edukacyjną z zakresu OZE.*

nowacyjności przedsięwzięcia. Nieco więcej szczegółów zdradził na potrzeby artykułu autor systemu sterującego [czytaj ramka].

Ze względu na skalowalność rozwiązania, planuje się dalszą optymalizację stworzonego układu sterowania i wpięcie do niego kolejnych odbiorników energii elektrycznej w mikrościeżce OZE. Rozbudowa mikrościeżki ma na celu maksymalizację autokonsump-



Fot. 5. Przebieg inwestycji w Makowie Mazowieckim - od koncepcji, poprzez poszczególne etapy prac budowlanych po efekt końcowy

### Sebastian Wites, główny automatyk IOZE hydro

*W toku realizacji projektu ustalono, iż całość wyprodukowanej energii elektrycznej przeznaczona zostanie na zaspokojenie potrzeb budynków użyteczności publicznej znajdujących się pod pieczęcią Urzędu Miasta. W ramach zrealizowanej mikro sieci w miejscu przyłączenia do sieci zainstalowano analizator, który daje informację dla systemu sterowania o aktualnym poborze prądu z ww. obiektów. W zależności od warunków hydrologicznych i czynników określonych pozwoleniem wodnoprawnym, hydrozespoły w taki sposób regulują swoją moc, aby w miejscu przyłączenia utrzymywać moc na poziomie bliskim 0,0 kW. Biorąc pod uwagę dużą dynamikę zmian poboru mocy w budynkach podłączonych do mikro sieci (w obu kierunkach) oraz dużej bezwładności maszyn (potrzeba czasu na przesterowanie układów hydraulicznych celem ustawienia odpowiedniego przepływu wody przez turbinę, a zatem mocy na zaciskach generatorów), zadanie, które postawiono przed nami, było dość skomplikowane. Efekt przekroczył jednak powzięte oczekiwania. Ze wstępnych wyników po pierwszych miesiącach pracy układu stwierdzono, że MEW pokrywa ok. 82% zapotrzebowania należących do sieci budynków.*



Fot. 6. Czyszczarka krat poziomych wspomagająca pracę obiektu

cji wytworzonej energii i jeszcze większy udział MEW w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną.

#### Inspiracja dla innych

Jeśli nie dość dobrze to wybrzmiało z powyżej prezentowanej treści, to należy podkreślić, z jak wyjątkową w skali kraju realizacją mamy do czynienia w Makowie Mazowieckim. Inwestycja podjęta przez władze miasta stanowi przykład gospodarności w duchu zrównoważonego rozwoju, wychodzącej naprzeciw wyzwaniom transformacji energetycznej. Własne źródło wytwórcze wraz z własną siecią dystrybucyjną służącą do zasilania własnych odbiorców – jest najbardziej rentownym rozwiązaniem z dostępnych, lepszym nawet niż sprzedaż energii

do sieci czy działanie w ramach klastra. Samorząd stał się aktywnym uczestnikiem i jednocześnie wzorem do naśladowania dla innych organizacji w kwestii zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, osiągniętego efektu ekonomicznego czy realizowanego waloru edukacyjnego. Generalnym wykonawcą robót w ramach inwestycji była firma Enerko Energy. Autorem i dostawcą technologii dopasowanej do potrzeb MEW i użytkowników mikro sieci było IOZE hydro.

Zdjęcia pochodzą z archiwum **IOZE hydro**.

**Wioleta Smolarczyk**  
IOZE hydro



Fot. 1. Widok na MEW Pilzno wraz z jazem i towarzyszącą obiektowi przepławką dla fauny wodnej

## Repowering MEW Pilzno

**MEW Pilzno poddano w ostatnim czasie repoweringowi. Zadanie postawione przed projektantem i dostawcą technologii było o tyle ambitne, że obiekt jest stosunkowo „młody” i od początku cechował się wysokim standardem technicznym. Przyjrzyjmy się zatem, w jaki sposób podjęto temat jego modernizacji i jakie są rezultaty.**

Słowem wstępu warto nakreślić tło historyczne powstania elektrowni. MEW malowniczo umiejscowiona na skraju Pogórza Karpackiego została zbudowana w tym samym czasie, co towarzyszący jej jaz powłokowy, tj. w 2000 roku. Położona jest na prawym brzegu Wisłoki. Przegrodzenie rzeki o rozpiętości ok. 100 m (sam jaz powłokowy mierzy ponad 70 m długości) zrealizowano na południowy wschód od Pilzna, w związku z rekultywacją terenu wyrobisk poeksploatacyjnych kruszywa. Zalanie obszaru między miejscowościami Strzegocice i Mokrzec doprowadziło do powstania zbiornika wodnego o powierzchni ponad 140 ha. Krajobrazu inwestycji dopełnia imponująca, zrealizowana w 2021 r. ponad 400-metrowa przepławka dla fauny wodnej, mająca postać kanału obejścia składającego się z, bagatela, 45 kamiennych basenów<sup>1</sup>.

### IMPULS DO DZIAŁANIA

Wśród modernizowanych obiektów, o których dotychczas mieliśmy okazję opowiedzieć na łamach „Energetyki Wodnej”, MEW Pilzno wyróżnia się pod kilkoma względami, zarówno technicznymi, jak i tymi związanymi z optymalizacją strony biznesowej przedsięwzięcia. Inwestycja stanowi przykład dobrych praktyk. Decydującym bodźcem do działania w zakresie wymiany układu wytwórczego wraz z in-

frastrukturą towarzyszącą było dla właściciela kończące się wsparcie do produkcji zielonej energii. Warunkiem koniecznym do spełnienia, aby wziąć udział w nowym systemie, była realizacja zupełnie nowych instalacji OZE w zakresie zgodnym z definicją ustawową i interpretacją Urzędu Regulacji Energetyki.

Odrębną kwestią, jaka była brana pod uwagę to stopień wyeksploatowania dotychczas pracujących urządzeń i ogólna sprawność funkcjonowania układu, która pozostawiała pole do optymalizacji, (zwłaszcza że obiekt dotknęła powódź w 2010 r.). W toku analiz koncepcyjnych ustalono, że dzięki modernizacji możliwe

jest uzyskanie produkcji rocznej wydatnie wyższej od dotychczas notowanej.

Wypracowany w początkowym etapie model biznesowy wraz z analizami finansowymi stanowiły podstawę do podjęcia przez inwestora decyzji o rozpoczęciu projektu. Równie pomocna była wielowariantowa koncepcja techniczna, która pozwoliła prześledzić różne konfiguracje i zarekomendować rozwiązanie najbardziej optymalne z punktu widzenia efektywności kosztowej i techniczno-ekonomicznej.

### UKŁADANKA

#### TECHNOLOGICZNO-FUNKCJONALNA

Przedsięwzięcie obejmowało demontaż istniejących hydrozespołów i realizację w ich miejsce trzech wysokosprawnych układów prądotwórczych, stanowiących odrębne instalacje OZE z indywidualnymi przyłączami elektroenergetycznymi dla każdej. Wiązało się to oczywiście z uzyska-



Fot. 2. Transport wirnika turbiny

<sup>1</sup> <https://wislokabezbarier.com/mokrzec-rzeka-wisloka/>



Fot. 3. Montaż komory turbiny Kaplana

### Sebastian Wites, główny automatyk IOZE hydro

*Dzięki zastosowaniu generatorów synchronicznych z magnesami trwałymi (wyprodukowanych na specjalne zlecenie), które współpracują z turbinami bez pośrednictwa przekładni, uzyskaliśmy nie tylko wyższą sprawność całego układu, ale zauważalną poprawę uległa także kultura pracy urządzeń. Wewnątrz maszynowni jest teraz niezwykle cicho, nawet podczas pracy z pełną mocą.*

*Ponadto, projektując nasze systemy sterowania i automatyki, zwracamy szczególną uwagę na ich stronę użytkową. Zależy nam na tym, aby aplikacja SCADA była ergonomiczna, możliwie prosta i intuicyjna w obsłudze, a jednocześnie przekazywała maksimum danych o pracy urządzeń i ich kondycji. Podstawowym założeniem przy jej tworzeniu jest uzyskanie najbardziej efektywnej pracy układu wytwórczego. To jak hydrozespoły pracują i w jakich kombinacjach, jest wynikiem szeregu czynników: hydrologicznych, technologicznych oraz funkcjonalnych. System sterowania ma za zadanie wyciągnąć maksimum z aktualnych zasobów, na których pracuje.*

*Warto podkreślić, że zamiana technologii w MEW Pilzno na układ trzech niezależnych instalacji OZE to bardzo ciekawy zabieg praktyczny, który w omawianym*

*przypadku przekłada się na konkretne, wysoce zadowalające osiągnięcia produkcji energii elektrycznej, sprzedawanej po najwyższej dostępnej cenie. Dzieje się tak m.in. dlatego, że możliwe jest automatyczne utrzymywanie zadanego poziomu wody dla wskazanej instalacji OZE, której praca jest w danym momencie najkorzystniejsza pod względem ekonomicznym. Maszyny mogą pracować niezależnie od siebie, w dostosowaniu do czynników wynikających z systemu wsparcia, w którym dany układ jest zarejestrowany i aktualnych cen energii. MEW jest ponadto przygotowana na świadczenie usług systemowych poza wyłącznie wytwarzaniem. System sterowania ma możliwość współpracy ze spółką obrotu energią dzięki temu, że może w sposób bezpośredni i zautomatyzowany dostosowywać pracę obiektu do aktualnych warunków sprzedaży energii.*

*Co istotne z perspektywy użytkownika instalacji — w ramach naszych usług świadczymy zdalny nadzór nad poprawnością pracy hydrozespołów, a w razie incydentów — jeśli to możliwe — usuwamy zdalnie ich przyczyny. Nasi serwisanci są również w dyspozycji w przypadku konieczności wykonania prac w obiekcie.*

niem oddzielnych warunków przyłączenia i zawarciem odrębnych umów przyłączeniowych, a później dystrybucyjnych, wynikających z planowanej formy sprzedaży energii elektrycznej.

Investycja została zgłoszona zarówno do aukcji OZE, jak i do systemu wsparcia w ramach taryf gwarantowanych FIT/FIP. Ostatecznie dwa z nowo zrealizowanych układów prądowców zakwalifikowane zostały do sprzedaży energii po cenie gwarantowanej, uzyskanej w aukcji, a jeden generuje energię, która jest sprzedawana w ramach taryfy gwarantowanej FIP. Obie formy wsparcia trwać będą ustawowo 15 lat, co istotnie wpływa na rentowność przedsięwzięcia.

Dodatkowo system sterowania zrealizowany dla obiektu pozwala kierować pracą poszczególnych nowych instalacji OZE zarówno niezależnie, jak i współzależnie. W praktyce oznacza to, że w sytuacji zbyt małych przepływów dyspozycyjnych operator obiektu może decydować o tym, który układ prądowców w danej chwili pracuje w sposób najbardziej opłacalny. Docelowo nowe rozwiązanie SCADA będzie pozwalać, aby działało się to automatycznie.

To, o czym jeszcze warto wspomnieć w kontekście technicznego zakresu przedsięwzięcia, to przeprowadzone w obiekcie prace budowlane. Montaż nowych hydrozespołów wymagał rekonstrukcji betonowych powierzchni komór napływowych, jak również rur ssących i stropu budynku. Konieczne było także zamontowanie dodatkowych prowadnic, które pozwoliły na bezpieczne i precyzyjne osadzenie ok. 7-tonowych turbin oraz podobnej wagi generatorów. Zakres korekty konstrukcji obiektu został zaprojektowany i wykonany w dostosowaniu do potrzeb pracy urządzeń.

### NOWA KULTURA PRACY OBIEKTU

Trzy nowe układy wytwórcze OZE wyposażone są w klasyczne pionowe turbiny Kaplana o mocach zainstalowanych 300 kW każda, współpracujące z generatorami synchronicznymi, wzbudzanymi magnesami trwałymi. Jest to rozwiązanie innowacyjne, jak na standardy MEW, gdyż dotychczas stosowanie prądnic wspomnianego typu wiązało się z potrzebą wsparcia pracy instalacji inwerterami. Układ regulatora turbiny wdrożony w obiekcie pozwala



Rys. 1. Model MEW opracowany na etapie koncepcyjnym



Fot. 4. Od góry: korpusy turbin w oczekiwaniu na montaż, komory turbinowe



Fot. 5. Widok wnętrza szafy sterowniczej

na stabilną pracę z wydajnością sięgającą 97%. Nie ma w tym przypadku konieczności kompensacji mocy biernej. Dodatkowe informacje m.in. w tym zakresie przedstawiono w ramce (poprzednia strona).

#### PRODUKCJA TURBIN OD KUCHNI

Nowa jakość w obiekcie MEW znajduje swoje odbicie nie tylko w sposobie jego sterowania, ale równorzędnie w technologii zamontowanych urządzeń. Parę słów na ten temat znajdujemy w wypowiedzi konstruktora turbin.

#### Andrzej Kuszak,

konstruktor mechanik IOZE hydro

*Turbiny IOZE hydro mają tę przewagę nad turbinami tzw. starej generacji, że ich kształt jest wynikiem wysoko zaawansowanych symulacji CFD. Symulacje prowadziliśmy we współpracy ze światowej klasy specjalistami w zakresie obliczeniowej mechaniki płynów i maszyn przepływowych. Dzięki temu sprawność hydromechaniczna naszych turbin jest zdecydowanie wyższa, niż demontowanych hydrozespołów i pozwala na zwiększenie uzysków produkcji energii elektrycznej przy tym samym przepływie dyspozycyjnym. Dodatkowo odnowienie części ssącej układu doprowadziło w przypadku omawianej inwestycji do eliminacji zaburzeń przepływu, które wcześniej zmniejszały sprawność pracy hydrozespołów. Kolejna kwestia to eliminacja marnotrawstwa przepływu dyspozycyjnego dzięki zaprojektowanym i wykonanym przez nas turbinom, na co zwracamy szczególną uwagę.*

*Warto dodać, że rozwiązania mechaniczne zastosowane w układach zamontowanych w MEW Pilzno są zdecydowanie bardziej przyjazne środowisku wodnemu niż stara instalacja. Mniej jest elementów wymagających smarowania, minimalne jest więc ryzyko wycieku. Zastosowano komponenty, przy produkcji których zwraca się uwagę na to, aby generowały jak najmniejszy ślad węglowy (stosujemy nawet specjalny kalkulator do obliczeń śladu węglowego). Dodatkowo we własnym zakresie staraliśmy się te konstrukcje optymalizować tak, aby zużycie materiałów było*

*jak najmniejsze i aby powstawało jak najmniej odpadów podczas produkcji. Wytężona praca naszych technologów skupia się na planowaniu produkcji turbin w zgodzie z zasadami 6R (Pomyśl – Odmawiaj – Ograniczaj – Używaj wielokrotnie – Odzyskuj – Naprawiaj). Nasze produkty nie tylko wytwarzają czystą energię, ale również ich produkcja jest ukierunkowana na przyjazność dla środowiska.*

## PODSUMOWANIE

Realizacja, o której sobie tutaj opowiedzieliśmy, stanowi wyraz elastycznego podejścia do wyzwań, z jakimi muszą mierzyć się właściciele MEW, aby utrzymać najwyższą możliwą rentowność pracy swoich obiektów w ewoluujących warunkach rynkowych. Współpraca inwestora z zespołem doradczym i projektowym IOZE hydro w przypadku MEW Pilzno opierała się na założeniu kompleksowości usług i zaowocowała wznowieniem pracy zmodernizowanego obiektu od stycznia 2024 r. oraz pierwszą wyprodukowaną od tego czasu energią (blisko 2 000 MWh liczone do połowy maja br).

Jak wykazano powyżej, w przypadku omawianej instalacji pomimo dość dobrego stanu technicznego elektrowni, opłacało się wykonać repowering i zabezpieczyć opłacalny okres jej eksploatacji. Należy w tym miejscu podkreślić, że inwestycje realizowane przez IOZE hydro praktycznie nigdy nie ograniczają się do samej dostawy technologii. Wynika to z głębokiej świadomości, iż przedsięwzięcia hydroenergetyczne są na tyle skomplikowane, że nawet pozornie nieistotne niedopatrzenia formalne, np. w przypadku procedury w URE mogą spowodować, że nie będzie możliwa realizacja przyjętych założeń rzutujących na rentowność. Współpraca inwestorów z doświadczonym zespołem pozwala ustrzec się wielu pułapek.

Oprócz dostawy technologii właściciel MEW Pilzno otrzymał pełne wsparcie w procesie administracyjnym, podczas procedur związanych z uzyskaniem zaświadczeń z URE, jak również w zakresie związanym z uzyskaniem finansowania dla przedsięwzięcia dzięki pośrednictwu w rozmowach, przygotowaniu niezbędnych ana-



Fot. 6. Wnętrze obiektu po repoweringu

liz i dopełnieniu formalności z bankiem. Projekt budowlany również wyszedł spod rąk inżynierów na co dzień tworzących i optymalizujących elektrownie wodne. W rezultacie wysiłków Inwestora i zespołu doradczego oraz projektowego, uzyskana cena gwarantowana sprzedaży energii dla poszczególnych instalacji jest blisko trzykrotnie wyższa, niż możliwa byłaby do osiągnięcia dla tego samego obiektu w przypadku zaniechania modernizacji. Każdy z sukcesem zrealizowany projekt rozpoczyna się od wiary w to, że przyniesie on faktyczne mierzalne korzyści dla inwestora. IOZE hydro dba o to, aby podstawy takiego przekonania miały swoje silne fachowe uzasadnienie.

Na koniec, gwoli — ścisłości, należy podkreślić, iż w przypadku MEW Pilzno wykorzystano obowiązujące na czas procedury w URE prawodawstwo i oficjalne interpretacje tego Urzędu. Wspomniany zabieg zastąpienia wszystkich urządzeń dotychczasowej instalacji MEW nowymi urządzeniami nazywany w tu repoweringiem/modernizacją, był traktowany przez Urząd Regulacji Energetyki analogicznie jak bu-

dowa nowej instalacji OZE, a zatem umożliwiało uzyskanie 15-letniego wsparcia w systemie FIT/FIP. Aktualna sytuacja nie jest już tak prosta i niestety nie wszystkie elektrownie będą mogły przejść podobny proces, jednak dla części obiektów w dalszym ciągu dostępne są omówione powyżej możliwości. Podkreśliśmy, iż każdy przypadek należy traktować indywidualnie, stosować precyzyjne podejście w kwestiach formalnoprawnych oraz planowania całego procesu, aby zagwarantować osiągnięcie zakładanego celu biznesowego. Niniejszy artykuł prezentuje jeden z przykładów dobrych praktyk w zakresie optymalnego wykorzystania potencjału hydroenergetycznego, jak i szans formalnych dla zintensyfikowania korzyści płynących z działalności w obszarze energetyki wodnej — w myśl hasła „Turn water into profits”.

**Wioleta Smolarczyk**

Koordynator ds. rozwoju biznesu

Zdjęcia i grafiki pochodzą z archiwum **IOZE hydro**.

# Zapora wodna w Wapienicy – instalacja turbiny wodnej

**W pierwotnym, przyjętym do realizacji projekcie zapory wodnej w Wapienicy, nie przewidziano w jej obrębie możliwości instalacji turbin wodnych. Jednakże wskutek działań, które podjęto w ostatnich latach, udało się doprowadzić do wyposażenia tej zapory w pierwszą turbinę wodną. W niniejszym artykule przedstawiono problemy eksploatacyjne, które wystąpiły przy jej uruchomieniu, działania podnoszące jej efektywność funkcjonowania oraz oceniono uzyskane efekty.**



Fot. 1. Widok zapory wodnej i zbiornika retencyjnego w Wapienicy

**B**udowa oddanej do użytku w 1932 r. zapory wodnej w Wapienicy była odpowiedzią na niewystarczającą wydajność pierwotnego ujęcia drenazowego, eksploatowanego od początku lat 90. XIX wieku. Umożliwienie wykorzystania silnie zmiennych zasobów wodnych potoku Wapienickiego w sposób stabilny, miało na celu zaopatrzenie w wodę pitną mieszkańców i przemysłu Bielska-Białej oraz Wapienicy. Inwestorem zapory wodnej w Wapienicy była gmina Bielsko, a projektantem prof. dr inż. Jan Łopuszański wraz z zespołem współpracowników z Politechniki Lwowskiej oraz firmy wykonawczej Dyckerhoff & Widmann o. Katowice. Zapora i zbiornik wodny w Wapienicy zlokalizowane są w Beskidzie Śląskim, w przewężeniu doliny potoku Wapienickiego, pomiędzy stokiem Szyndzielni na wschodzie, a stokiem Palenicy na zachodzie. Zbiornik zasilany jest przez potoki Wapienica i Barbara łączące się przy południowym brzegu zbiornika zaporowego na wysokości ok. 480 m n.p.m. Czasza zbiornika wodnego w Wapienicy w chwili jego pierwszego uruchomienia pozwalała na retencjonowanie do 0,92 hm<sup>3</sup> wody. Po 12 latach w listopadzie 1944 r. możliwości retencjonowania wody w zbiorniku zostały zwiększone do 1 055 hm<sup>3</sup> w wyniku podniesienia górnej krawędzi przelewu o 1 m w stosunku do poziomu pierwotnie zaprojektowanego.

## Ewolucja poglądów na instalację turbiny

Podczas projektowania i budowy zapory wodnej w Wapienicy nie przewidywano potrzeby i celowości wyposażenia jej w turbinę wodną. Takie podejście projektantów i inwestora wynikało z priorytetu wodociągowego przeznaczenia zbiornika oraz

faktu stosunkowo wysokich kosztów instalacji turbin przy niskich efektach produkcji energii, spowodowanych skrajnie zmiennymi przepływami, uzależnionymi od sytuacji pogodowej oraz dobowej nierównomierności zużycia wody pobieranej na potrzeby komunalne. W kolejnych latach wielokrotnie analizowano celowość wyposażenia zapory w turbiny wodne. W szczególności, w okresie PRL, w warunkach centralnie zarządzanej gospodarki socjalistycznej, prowadzone projekty dawały negatywne wyniki. Analizy technicznych warunków zabudowy turbin pokazywały ich wysokie koszty w stosunku do spodziewanych niskich efektów energetycznych i nie dawały one podstaw do zwrotu nakładów na taką inwestycję<sup>1</sup>. W latach 60. XX w., jedno ze studiów możliwości doboru i instalacji turbiny wodnej przeprowadził prof. Janusz Plutecki z Politechniki Wrocławskiej<sup>2</sup>.

Ponownej analizie wyposażenia zapory w Wapienicy w turbinę wodną podjęła się w 2000 r. firma WS ATKINS (od szesnastego września 2014 roku Multiconsult Polska — przyp. red.), konsultant właściciela obiektu, firmy AQUA SA (Audyt energetyczny: Zadanie 2/1.pt. „Przedwstępna koncepcja hydroelektrowni na zaporze w Wapienicy — alternatywne źródło energii”). W audycie tym konsultant zaproponował instalację akcyjnej turbiny przepływowej z szerokim strumieniem wody typu Banki-Michell’a, zlokalizowanej na rurociągu DN 500 w hali stacji uzdatniania wody na wypływie do filtrów

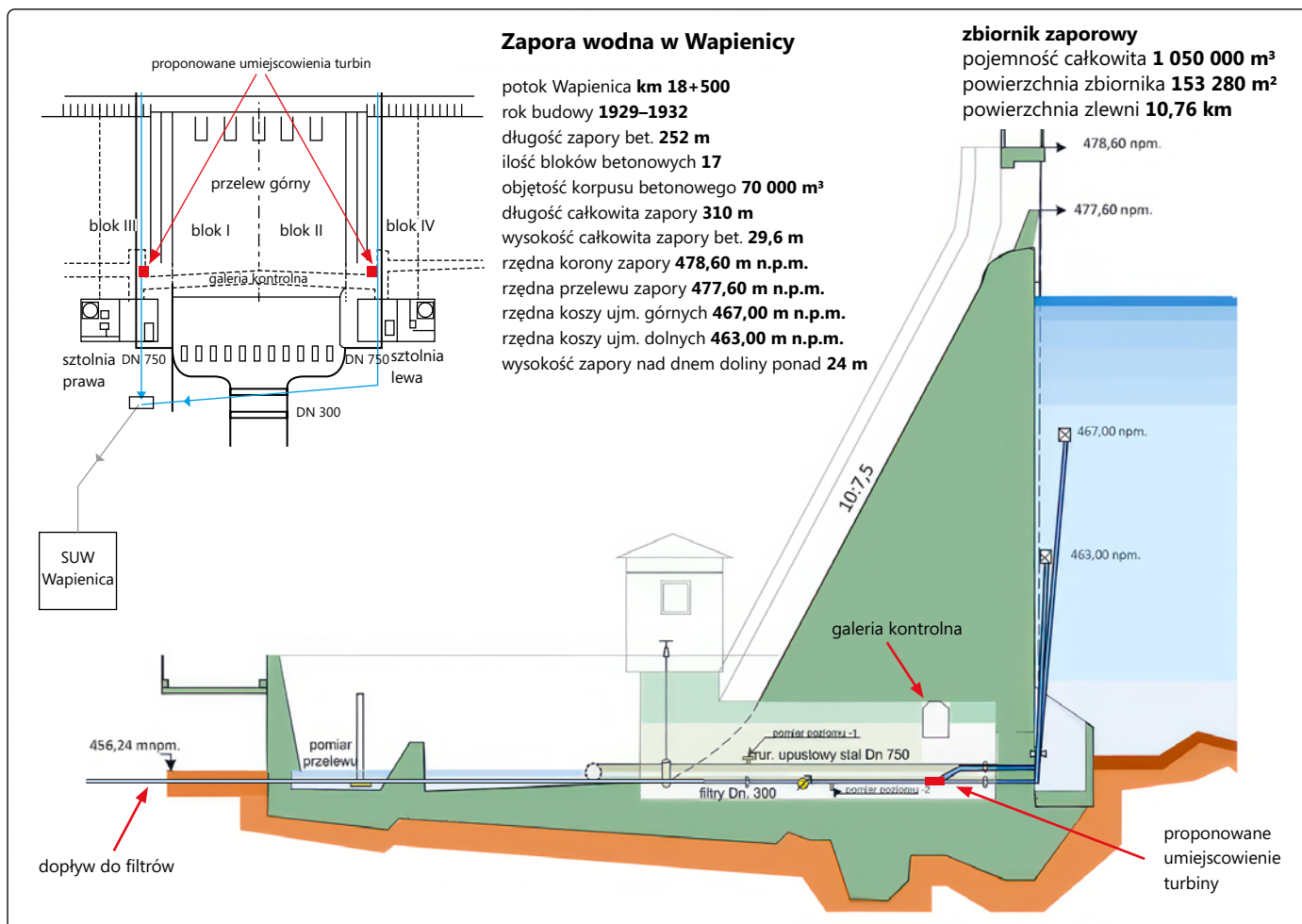
pośpiesznych. Ostatecznie, również to zamierzenie nie zostało zrealizowane z przyczyn najpierw ekonomicznych (planowany okres zwrotu nakładów przekraczał 10 lat), a wkrótce również w wyniku wdrożonych dodatkowych procesów technologicznych (modernizacja technologii uzdatniania wody w obrębie filtrów pośpiesznych). Po konsultacjach z prof. dr inż. Apolinariem Kowalem, zdecydowano się wtedy na najtańszy, a przy tym w miarę efektywny wariant uzdatniania wody, poszerzony o koagulację powierzchniową symultaniczną, prowadzoną w warunkach podwyższonej mętności wody.

Wiosną 2015 r. w AQUA SA powrócono do tematu instalacji turbiny wodnej na ujęciach wody w Wapienicy. W tym czasie, rozważając tę opcję, zlecono firmie DEMPOL badanie wpływu turbiny na możliwość uzdatniania wody poprzez koagulację powierzchniową symultaniczną. Ustalono, że nie da się prowadzić efektywnej koagulacji symultanicznej po instalacji turbiny wodnej bezpośrednio na wylocie do filtrów. Również analiza ekonomiczna nie pozwalała wtedy optymistycznie patrzeć na zwrot nakładów inwestycyjnych. Przy szacowanych orientacyjnie kosztach o wartości ponad 500 tys. zł (sama turbina 150 tys. zł), okres zwrotu nakładów nie byłby krótszy niż 10 lat, a wymagałyby dużych przeróbek rurociągów doprowadzających wodę do filtrów. Zwyciężyły racje ekonomiczne i procesowe — od realizacji pomysłu instalacji turbin w obrębie filtrów ostatecznie odstąpiono.

W 2019 r. Prezes Zarządu AQUA SA, dr Krzysztof Michalski, zaproponował ponowną analizę możliwości wyposażenia zapory wodnej w Wapienicy w turbiny wodne.

<sup>1</sup> Inf. ustna SP mgr inż. Anny Wierzbickiej-Gryzelko

<sup>2</sup> Inf. ustna prof. em. Janusza Pluteckiego przekazana 26 października 2023 r. uczestnikom konferencji HYDRO-FORUM 2023 we Wrocławiu na VI sesji: Odzysk energii hydraulicznej (sesja projektu Life NEXUS, część 1).



Rys. 1. Przekrój przez zaporę z miejscem instalacji turbiny wodnej

Dyrektor utrzymania ruchu AQUA SA, Kazimierz Oboza, podjął tę inicjatywę i przystąpił do działania, przygotowując studium wykonalności dla wyznaczonych miejsc zabudowy hydrozespołów. W rezultacie ustalono, że optymalne miejsca turbin wodnych będą zlokalizowane na by-pasach zabudowanych na wodociągach DN 300, umiejscowionych w sztolniach poprzecznych zapory wodnej.

Jednocześnie przedstawiciele AQUA SA podejmowali starania o wsparcie przyszłych projektów instalacji turbin ze środków Unii Europejskiej, aplikując o wsparcie techniczne oraz pomoc finansową. W tym celu nawiązano kontakt z polskim koordynatorem programu budowy małych elektrowni wodnych Life NEXUS, dr. Januszem Stellerem z Instytutu Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku. Ostatecznie projekty instalacji turbin w zaporze w Wapienicy zostały pozytywnie rozpatrzone i wpisane do europejskiego programu Life NEXUS.

Na potrzeby wniosku o wsparcie, moc turbin wodnych wyliczono w oparciu o ustalone przez koordynatora programu wzór uproszczony:  $P = 7,5 \times Q \times H$  (kW), gdzie:

$Q$  – przepływ [ $\text{m}^3/\text{s}$ ],  
 $H$  – wysokość spadu [m].

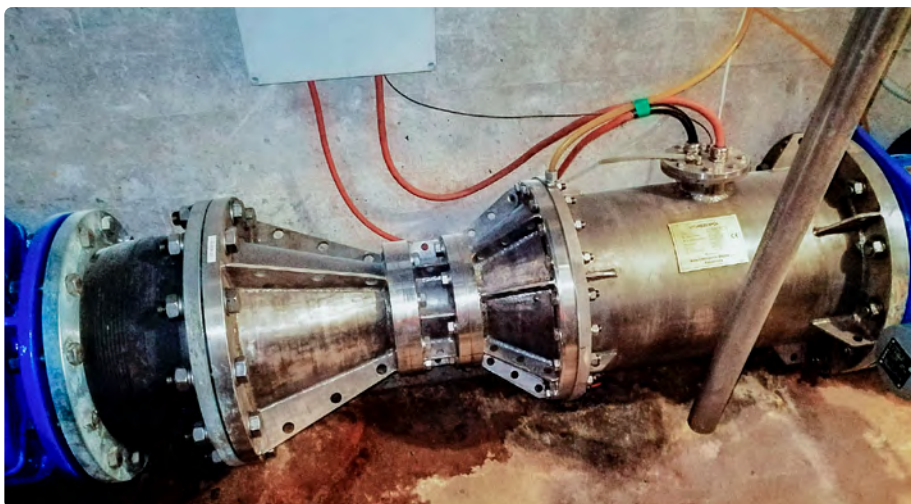
W przypadku zabudowy turbiny w sztolni prawej uzyskano moc średnią 13,5 kW (dla  $Q = 0,1 \text{ m}^3/\text{s}$ ,  $H = 18 \text{ m}$ ), natomiast w przypadku sztolni lewej 10,5 kW (dla  $Q = 0,078 \text{ m}^3/\text{s}$  i  $H = 18 \text{ m}$ ). W rezultacie łączną moc obu turbin określono na 24 kW.

Z powyższego wynika, że w skali roku, przyjmując pracę turbozespołów przez 5 000 godzin, możemy uzyskać ok. 120 000 kWh energii. Wartość ta jest nieco większa niż ustalił WS Atkins, ponieważ dzięki umiejscowieniu turbin w sztolniach zapory, możliwe jest zmniejszenie strat na dopływie. Po podjęciu ostatecznej decyzji o rozpoczęciu inwestycji, pierwszym krokiem było wykonanie odwzorowania geodezyjnego wymiarów prawej sztolni zapory w Wapienicy, w której przewidywano umieszczenie jednej z turbin. Pod koniec września 2019 r. zwymiarowano (odwzorowano) sztolnię w programie AUTO-CAD i uzupełniono rysunki w dziale geodezyjnym o rzędne wysokości sztolni oraz urządzeń. Wkrótce podobne prace wykonano dla lewej sztolni

zapory wodnej. Materiał został wykorzystany przy dalszych obliczeniach i pracach projektowych zabudowy turbiny. Po wykonaniu prac pomiarowych w sztolniach, dokonano analizy wielkości produkcji wody w stacji uzdatniania. Dla przykładu, od 2015 r. do września 2019 r. odnotowano następujące wartości, niemal tożsame z wartością wody ujmowanej i transportowanej do filtrów, nie uwzględniając jedynie strat wody zużytej bezzwrotnie na płukanie filtrów:

- 2015 r. – 13 569  $\text{m}^3$ ,
- 2016 r. – 18 397  $\text{m}^3$ ,
- 2017 r. – 18 729  $\text{m}^3$ ,
- 2018 r. – 12 190  $\text{m}^3$ ,
- 2019 r. – 15 013  $\text{m}^3$  (do września).

Skrajne średnie wartości przepływów z ostatnich lat wynosiły od 0,122  $\text{m}^3/\text{s}$  do 0,162  $\text{m}^3/\text{s}$ , a więc nieco mniej od przyjmowanych wcześniej, np. w 2000 r. do obliczeń doboru turbin. Ten wynik ma ścisły związek ze spadającym zapotrzebowaniem na wodę w sieci wodociągowej, będący efektem postępującego uszczelnienia sieci wodociągowej i redukcji strat wody oraz racjonalizacji zużycia wody przez odbiorców. Po uzupełnieniu



Fot. 2. Widok turbiny TKR6-150



Fot. 3. Sposób zabudowy hydrozespołu w Wapienicy

w 2020 r. studium wykonalności i analizie możliwych dostępnych rozwiązań technicznych, ostatecznie w 2021 r. przystąpiono do instalacji pierwszej turbiny wodnej. Została ona umiejscowiona na wodociągu DN 300 w lewej sztolni zapory wodnej, którą po testach i próbach technicznych uruchomiono w 2022 r. Zdecydowano się na zakup i zabudowę hydrozespołu typu Kaplan wg autorskiego rozwiązania firmy Małe Elektrownie Wodne s.c. J.M.P. Kujawscy z Kościerzyny. Ostatecznie po próbach technicznych i rozruchu turbinę włączono do sieci elektrycznej na warunkach ustalonych z operatorem systemu dystrybucyjnego.

#### Szczegóły instalacji hydrozespołu

W lewej sztolni zapory na wodociągu DN 300 wykonano w 2021 r. podejście dla zabudowy turbiny. Umieszczono w nim hydrozespół na napięciu 3×400 V typu TKR6-150 o mocy instalowanej 9,9 kW przy 3 000 obr./min.

Dodatkowo zainstalowano niezbędną armaturę oraz aparaturę kontrolno-pomiarową, systemy monitoringu zdarzeń oraz sterowania hydrozespołem, w szczególności:

- wymieniono rurociąg DN 300 ze stali czarnej na rurociąg ze stali kwasoodpornej, doprowadzający wodę surową, ujmowaną ze zbiornika retencyjnego do filtrów pospiesznych w stacji uzdatniania wody (SUW),
- zainstalowano dwie przepustnice DN 300 z napędem Auma (jedna przepustnica przed turbiną, druga na by-pasie),
- zainstalowano zasuwę DN 300 bez napędu za turbiną, w celu umożliwienia wyłączenia odcinka rurociągu z eksploatacji na czas naprawy lub wymiany turbiny. Takie rozwiązanie umożliwi pobór wody przez filtry poprzez by-pas,

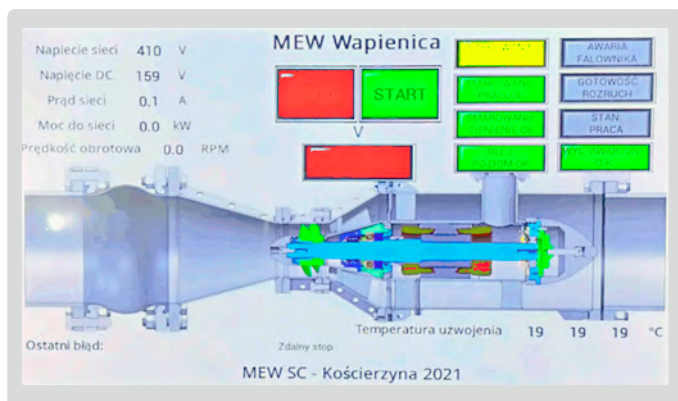
- na rurociągu DN 300 zamontowano manometrię oraz tensometryczne przetworniki ciśnienia,
- zainstalowano układ smarowania turbiny: zbiornik z olejem biodegradowalnym, filtr oleju, pompę, układ pomiarowy ciśnienia oleju, sprężarkę powietrza,
- w systemie zasilania oraz sterowania pracą turbiny wykonano zabezpieczenie w postaci UPS-a (podczas braku zasilania z sieci elektrycznej UPS zapewnia zasilanie dla napędów przepustnic przed turbiną oraz na by-pasie).

Po uruchomieniu turbiny wodnej oraz pierwszych doświadczeniach eksploatacyjnych, zdecydowano się na wprowadzenie modyfikacji instalacji, w celu poprawy efektywności jej pracy. W prawej sztolni na drugim wodociągu ujmującym wodę z zapory zainstalowano dodatkową armaturę w postaci przepustnicy regulacyjnej z napędem Auma. Zabudowa przepustnicy na drugim rurociągu okazała się koniecznością dla dławienia swobodnego przepływu wody

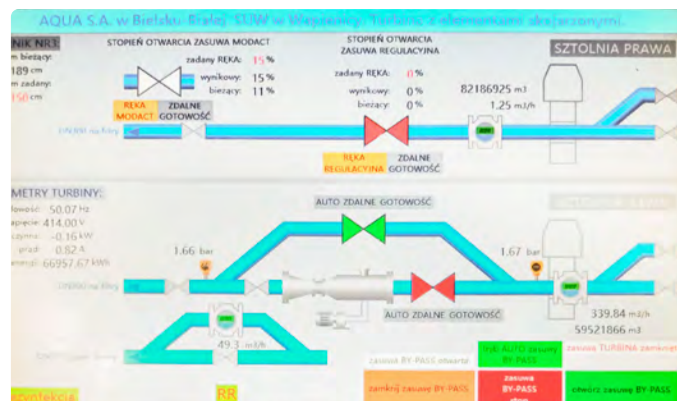
w tym rurociągu i umożliwienia wydajnej pracy turbiny wodnej. Woda ujmowana ze zbiornika wodnego w Wapienicy przy pomocy dwóch odrębnych rurociągów DN 300 przed filtrami, wprowadzana jest do jednego rurociągu DN 500. W tym stanie rzeczy woda dopływająca do wspólnego rurociągu przed filtrami z prawej sztolni zmniejszała (blokowała) przepływ wody rurociągiem w sztolni lewej, gdzie znajduje się turbina wodna, silnie redukująca ciśnienie i przepływ wody. Po modyfikacjach oraz wykonanych próbach eksploatacyjnych zasilania wodą SUW, ustalono, że istniejąca przepustnica (wcześniej regulacyjna) na rurociągu DN 500 w budynku SUW przed filtrami podczas pracy turbiny, musi być otwarta na 100%. Przed zabudową turbiny wodnej wyłącznie ta przepustnica służyła do regulowania napływu wody do filtrów w celu jego dostosowania do bieżących potrzeb. Przewidywana zabudowa drugiej turbiny wodnej w sztolni prawej zapory umożliwi pełne wykorzystanie potencjału energetycznego zapory wodnej



Fot. 4. Przepustnica regulacyjna w prawej sztolni na rurociągu DN 300



Rys. 2. Obraz synoptyczny widoczny na panelu sterowania turbiną wodną



Rys. 3. Panel sterowania przepustnicami regulacyjnymi

w Wapienicy oraz ułatwi docelowo eksploatację obu hydrozespołów prądotwórczych. Dla potrzeb eksploatacyjnych w dyspozytorni zlokalizowanej w budynku stacji uzdatniania wody wykonano system kontrolno-pomiarowy i sterowania pracą turbiny wodnej. W szczególności szafę sterowniczą wyposażono w dwa panele synoptyczne. Pierwszy panel umożliwia sterowanie pracą turbiny oraz podgląd parametrów jej pracy. Drugi panel zapewnia kontrolę stanów oraz sterowanie przepustnicami regulacyjnymi (DN 500 przed filtrami oraz DN 300 w sztolni prawej na rurociągu wody surowej).

Hydrozespół generuje maksymalnie 9,8 kWh przy przepływie 475 m<sup>3</sup>/h, minimalnie 1,5 kWh dla przepływu 410 m<sup>3</sup>/h. Przy przepływie poniżej tej wartości turbina zostaje wyłączona, a woda do stacji filtrów dopływa rurociągiem ze sztolni prawej. Takie sytuacje mają miejsce głównie w porze nocnej, gdy suma odpływów wody uzdatnionej ze stacji (zapotrzebowanie sieci wodociągowej Bielska-Białej) spada poniżej 400 m<sup>3</sup>/h oraz w okresach suszy, gdy produkcja wody z SUW Wapienica zostaje ograniczona do

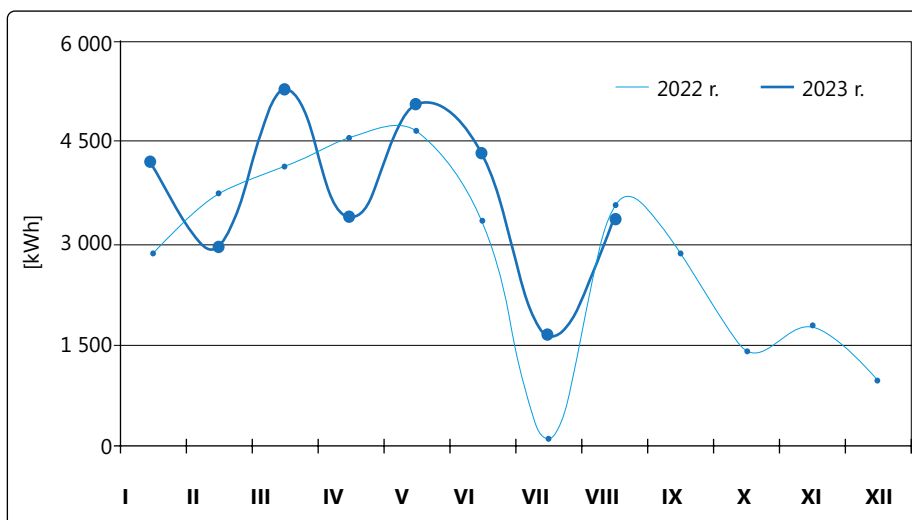
poziomu poniżej 9 600 m<sup>3</sup>/24h. Podczas prac remontowych turbiny woda do stacji uzdatniania doprowadzana jest dwoma rurociągami (w sztolni lewej płynie poprzez by-pass, w sztolni prawej przepustnica regulacyjna pozostaje otwarta). Rolę regulacyjną przejmuje przepustnica przed filtrami DN 500. Dzięki algorytmowi obie przepustnice mogą regulować dopływ wody surowej do stacji filtrów w trybie automatycznym (w zależności od ustawionego przez pracownika poziomu wody w zbiorniku wody czystej za filtrami) oraz w trybie ręcznym (poprzez zadanie procentowej wartości otwarcia przepustnicy).

Średnia roczna produkcja energii z hydrozespołu dla 2-letniego okresu eksploatacji wynosi 35 000 kWh. Taka produkcja wynika między innymi z problemów związanych z uszczelnieniem mechanicznym turbiny (dłuższe postoje remontowe) oraz okresami suszy, gdy zbyt mała suma dopływów do zbiornika wymusiła ograniczenia produkcji z SUW Wapienica poniżej 9 600 m<sup>3</sup>/24h.

#### Efekty wdrożonego rozwiązania

Doświadczenia eksploatacyjne z ostatnich dwóch lat pokazały, że w skali roku hyd-

rozespół może pracować nawet w okresie ok. 6 500 godzin, osiągając sprawność na poziomie 73,6% (sprawność turbiny — 80%, sprawność generatora — 92%). Średnio można wtedy uzyskać ok. 47 800 kWh energii z jednego urządzenia. Hydrozespół TKR6 — 150 z uwagi na prototypowy charakter i problemy eksploatacyjne, w początkowym okresie użytkowania w ostatnich 2 latach pracował od 4 700 do 4 800 godzin, dając średnio 35 000 kWh. Przyjmując cenę za 1 kWh w 2024 r. na poziomie co najmniej 0,69 zł/kWh (bez VAT i akcyzy), pod warunkiem zużycia jej na potrzeby własne — roczna wartość produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 24 255 tys. zł. Koszt instalacji i uruchomienia jednej turbiny na wodociągu DN 300 mm wyniósł ok. 0,2 mln zł. Zwrot nakładów powinien nastąpić po ok. 9 latach lub krócej, po wyeliminowaniu dotychczasowych problemów eksploatacyjnych oraz związanego z tym wydłużenia czasokresu pracy turbiny. Drugim efektem, znacznie ważniejszym jest poprawa niezawodności zasilania elektrycznego zapory i SUW poprzez wykonanie trzeciego źródła zasilania.



Rys. 4. Miesięczna produkcja energii przez turbinę TKR6-150 w latach 2022–2023

**Kazimierz Oboza**  
emerytowany Dyrektor i Prokurent  
AQUA SA

Grafiki i zdjęcia pochodzą z archiwum firmy **AQUA SA**.

#### Literatura:

- Oboza K. Budowa i modernizacja zapory wodnej w dolinie Wapienicy. Redakcja naukowa: A. Jaguś, K. Grübel. ATH w Bielsku-Białej 2020. ISBN 978-83-66249-51-6.
- Oboza K., Gładys W. Instalacja turbiny wodnej na 90 letniej zaporce wodnej w Wapienicy. Referat wygłoszony w dniu 26 października 2023 r. podczas konferencji HYDROFORUM 2023 IMP PAN we Wrocławiu na VI sesji: Odzysk energii hydraulicznej (sesja projektu Life NEXUS).



Fot. 1. Ukończona budowa MEW Brzeg 2

## Nowoczesne podejście do energii odnawialnej na Wyspie Jeżynowej

**Historia Kępy Młyńskiej na Odrze w Brzegu stanowi ciekawy przykład transformacji funkcjonalnej od rekreacji po energetykę. W artykule dokonano przeglądu historycznego wykorzystania tego terenu oraz przedstawiono transformację w kierunku nowoczesnej infrastruktury energetycznej.**

Wyspa Jeżynowa w Brzegu, znana dawniej jako „Mühlinsel”, stanowiła przykład harmonijnego wykorzystania przestrzeni naturalnej na potrzeby infrastruktury rekreacyjnej i technicznej. W początkach XX wieku, około 1900 roku, na jej skraju zbudowano obiekty związane z działalnością klubów wioślarskich oraz kąpieliska rzeczne, w tym pawilon kąpielowy. Te konstrukcje, realizowane z myślą o trwałości i funkcjonalności, służyły mieszkańcom przez niemal cały wiek, pozostając w eksploatacji aż do lat 90. XX wieku. W 2006 roku rozpoczęto działania mające na celu przyszłą adaptację przestrzeni, aby budynek dawnego klubu żeglarskiego poddać odbudowie i zaadaptować na potrzeby sterowni przyszłej elektrowni wodnej, z przyświecającym celem wykorzystania dodatkowego potencjału Odry.

### MEW Brzeg 2 – technologiczna perła Odry

Pomysł energetycznego wykorzystania będącego do dyspozycji przepływu stopnia Brzeg powstał w 2009 r. podczas realizacji małej elektrowni przy jazie dolnym i po zakupie działki przylegającej do jazu środkowego. Przystąpienie do kolejnego poboru wody było uwarunkowane wykonaniem modernizacji jazu w celu utrzymania wyznaczonego NPP dla hydrowężła Brzeg. Z tego względu łączny pobór wszystkich instalacji nie mógł przekroczyć wielkości 90 m<sup>3</sup>/s, zatem możliwe było wykorzystanie około 48 m<sup>3</sup>/s.

Początkowo rozważano wyposażenie elektrowni w rurowe turbiny Kaplana w układzie poziomym, lecz w tym czasie pojawiła się nowość w postaci turbiny o konstrukcji, która nie tylko pozwala na uzyskanie podobnego przepływu w tych samych warunkach, ale ponadto jest neutralna środowiskowo, gdyż gwarantuje relatywnie największą przeżywalność organizmom wodnym. Pomysł ugruntował się po wizycie w zakładzie produkcyjnym w Millau (Francja), co ostatecznie pozwoliło wybudować w 2023 roku pierwszą elektrownię wodną tego typu w Polsce. Tak powstał pro-

jekt małej elektrowni wodnej Brzeg 2, zlokalizowanej na Wyspie Jeżynowej w Brzegu. Stanowi on przykład nowoczesnego podejścia do wykorzystania potencjału Odry przy jednoczesnym poszanowaniu środowiska naturalnego i krajobrazu. Zatapialne moduły hydrozespołów umieszczono w otwartych korytach żelbetowych przy lewym przyczółku jazu. Prace budowlane wymagały zachowania dużej staranności z uwagi na precyzyjny reżim posadowienia hydrozespołów w żelbetowej konstrukcji. Wymagane było zachowanie równoległości ścian oraz wyjątkowo precyzyjny montaż gniazd mocowania turbin, siłowników do ich dźwignia oraz stalowych konstrukcji uszczelnień. Wedle wymagań dostawcy, niektóre z tych elementów powinny zostać osadzone z dokładnością mierzoną w milimetrach. Było to spore wyzwanie i szczególnie stresujące z uwagi na świadomość, że w przygotowane miejsca trzeba będzie zamontować złożony w całość hydrozespół o wadze 46 ton za pomocą dźwigu o nośności aż 350 ton! Dodatkowe wyzwanie stanowiła lokalizacja inwestycji na wyspie. Oznaczała ona konieczność przemyślenia i wykonania bardzo ciężkiego dźwigu i wyposażenia przez most pontonowy, spinający brzegi młynówki.



Fot. 2. Dwie turbiny VLH w trakcie montażu



Fot. 3. Turbina VLH w pozycji roboczej

Elektrownia osiąga łączną moc 998 kW i jako jedyna na Odrze jest w stanie pracować wykorzystując mały spód wody od wysokości 0,8 metra aż do nominalnych 2,8 metra. Sumaryczny przepływ wody wynosi maksymalnie 43 m<sup>3</sup>/s. Kluczowym elementem technologicznym instalacji są wolnoobrotowe turbiny VLH firmy MJ2 Technologies, które są zintegrowane z czyszczarkami oraz generatorami. Dzięki zastosowaniu turbin bezkubaturowych, elektrownia doskonale wkomponowuje się w krajobraz rzeczny, minimalizując jej wpływ na otoczenie. Wykorzystanie turbin VLH podkreśla znaczenie innowacyjności w sektorze energetycznym, a rozwiązania towarzyszące bazują na sprawdzonych projektach, co zapewnia bezpieczeństwo eksploatacyjne i minimalne potrzeby konserwacyjne. Dzięki takim przedsięwzięciom nowo powstała elektrownia stanowi istotny krok w kierunku zrównoważonego rozwoju i ekologicznego wykorzystania zasobów naturalnych.

### Zrównoważone technologie w harmonii z naturą

Postęp technologiczny w sektorze hydroenergetyki skupia się na poszukiwaniu rozwiązań, które minimalizują wpływ na środowisko naturalne, szczególnie na ekosystemy rzeczne. Turbiny VLH o bardzo niskim spadzie są jednym z przykładów technologii projektowanych z myślą o harmonii z naturą. Badania wykazują, że te nowoczesne rozwiązania charakteryzu-



Fot. 4. Przeławka dla ryb

ją się wskaźnikiem przeżywalności ryb na poziomie ponad 95%, dzięki ograniczeniu ciśnień negatywnych i zminimalizowaniu obrażeń mechanicznych, takich jak uderzenia łopat. Zastosowanie nowatorskich projektów, jak dla małej mocy Aldena czy Minimal Gap Runner oraz dużej mocy VLH, pozwala dodatkowo obniżyć wskaźniki śmiertelności ryb poniżej 2%. Opracowanie modeli teoretycznych, takich jak BioPA, umożliwia optymalizację parametrów konstrukcji i redukcję ryzyka uszkodzenia ryb, przy jednoczesnym utrzymaniu wyso-

kiej wydajności energetycznej. Innowacyjne technologie, integrujące zaawansowane symulacje komputerowe z badaniami biologicznymi, stanowią klucz do budowy bardziej przyjaznych środowisku systemów hydroenergetycznych, przyczyniając się do zrównoważonego rozwoju i ochrony bioróżnorodności. W celu udroźnienia hydromorfologicznego całego hydrowęzła brzeskiego, przy elektrowni wybudowana została przeławka dla ryb dwuśrodowiskowych o długości ponad 90 m w formie bystrza kaskadowego wyposażonego

w konstrukcje obrotowych rygli umożliwiającą jej optymalną kalibrację.

### Wyzwania i sukcesy inwestycyjne

Zielona Kaskada, samodzielnie zrealizowała budowę obiektu jako inwestycję własną. Elektrownia stanowi nie tylko nowoczesne źródło odnawialnej energii, ale także wzór dla przyszłych projektów łączących efektywność techniczną z dbałością o ekologię. Elektrownia została również wkomponowana w krajobraz w sposób ograniczający ingerencję w otoczenie, dzięki czemu zachowano estetykę i naturalny charakter Kępy Młyńskiej. Te innowacyjne i zrównoważone podejścia pozwoliły zrealizować projekt spełniający swoje cele zarówno w potrzebach energetycznych, a przede wszystkim środowiskowych.

Cały proces inwestycyjny MEW Brzeg 2 trwał od 2006 roku aż do uruchomienia obiektu 30 września 2023 roku. Budowa samego obiektu zajęła 20 miesięcy, jednak kluczowym wyzwaniem były procedury administracyjne, które pochłonęły znaczną część czasu. Pomimo wielu wyzwań, w tym długotrwałych procedur, inwestycja została pomyślnie ukończona, łącząc nowoczesne technologie z historycznym charakterem lokalizacji. Koszty zostały podwyższone w porównaniu do inicjalnie zakładanych z uwagi na stopień komplikacji zadania: transport rzeczny i konieczność posadowienia i utrzymania stałego mostu pontonowego.

Dostawcami technologii były firmy MJ2 Technologies oraz BBF Automatismes. Współpraca na początkowym i końcowych etapach przebiegała wzorcowo — MJ2 nie tylko dostarczyło hydrozespoły i aparaturę sterującą, ale również zapewniło pełne wsparcie merytoryczne i techniczne. Proces wyboru technologii obejmował szczegółowe prezentacje we Francji, w tym oprowadzanie po działających instalacjach, co pozwoliło inwestorowi dokładnie poznać oferowane rozwiązania.

Dostawy na plac budowy były realizowane zgodnie z harmonogramem, a pracownicy MJ2 asystowali przy montażu hydrozespołów do betonowej konstrukcji. Pewne trudności pojawiły się na etapie połączenia elektrycznego — dokumentacja techniczna była w języku francuskim i nie w pełni aktualna względem dostarczonych falowników. Dodatkowo odpo-



Fot. 5. Budynek dawnego klubu żeglarskiego zaadaptowany na potrzeby sterowni przyszłej MEW, na pierwszym planie widoczne kanały wlotowe do hydrozespołów

wiedzi na zapytania techniczne kierowane do dostawcy zajmowały od tygodnia do trzech, co wpłynęło na drobne opóźnienia w dokończaniu instalacji elektrycznej. Finalnie pracownicy MJ2 i BBF uczestniczyli w procesie końcowego uruchomienia i kalibracji, doprowadzając inwestycję do szczęśliwego startu. Pomimo tych wyzwań, dostawcy wykazali rzetelność w zakresie dostarczanych rozwiązań i wsparcia technicznego. Wykonawcy biorący udział w procesie budowy:

- ICEBUD Sp. z o.o. — usługi dźwigowe, wbijanie grodzic,
- PB Szyłko — konstrukcje betonowe,
- ENIXA — podłączenie zasilania, stacja transformatorowa, rozdzielnice SN i RPW,
- SOBUD Sp. z o.o. — dostawa betonu,
- Zakład Wykonawstwa Sieci Elektrycznych Opole.

### Sterowanie i eksploatacja

#### – efektywność w każdym detalu

W pierwszych miesiącach eksploatacji elektrownia napotkała typowe dla fazy rozruchu trudności, w tym awarie o charakterze hydraulicznym oraz eksploatacyjną awarię jednego z falowników ABB (uszkodzenie termometru). Pomimo tych wyzwań instalacja osiągnęła, a nawet przekroczyła parametry znamionowe, zgodnie z tabelą sprawności dostarczoną przez producenta hydrozespołów.

Dostosowania wymagał podwodny układ hydrauliczny, który musiał sprostać abra-

zyjnym i elektrokorozyjnym właściwościom Odry. Wprowadzono modyfikacje, obejmujące dodatkowe osłony z polipropylenu na węzłach hydraulicznych oraz zastąpiono rury hydrauliczne ze stali kwasowej 304 na typ 314. Dzięki tym usprawnieniom instalacja działa zgodnie z założeniami i potwierdza swoją wysoką efektywność. Sterowanie obiektem jest jedną z jego największych zalet. System wyposażony w czytelny interfejs użytkownika i rozbudowaną sekcję sterowania przepływem wody, opartą o poziom piętrzenia oraz moc, zapewnia wygodę i precyzję zarządzania. Ułatwia to obsługę elektrowni, szczególnie w okresach z niedoborami lub nadmiarem przepływającej wody.

Istotnym elementem użytkowym są kłapy hydrauliczne zintegrowane z blokiem generatora. Górna kłapa umożliwia automatyczne (według harmonogramu) lub manualne usuwanie zanieczyszczeń niesionych przez rzekę, natomiast dolna służy do przepuszczania piachu, zapobiegając zamulaniu dna. Dodatkowo wbudowana czyszczarka obrotowa skutecznie usuwa objekty z rusztu chroniącego generator. Takie rozwiązania znacznie podnoszą komfort i efektywność obsługi.

### Plany na przyszłość – rozwój technologii VLH w Polsce

Po uruchomieniu MEW Brzeg 2 dostrzeżono dwa obszary, które można było zoptymalizować. Pierwszym byłby zakup mostu pontonowego zamiast jego wynajmu, co



Fot. 6. Most na kanale Młynówka, Brzeg



Fot. 7. Wnętrze budynku MEW – regulator turbiny wraz z wyprowadzeniem mocy

pozwoliłoby zredukować koszty i uprościć logistykę w trakcie budowy. Drugim usprawnieniem byłyby wcześniejsze zaangażowanie osób przewidzianych do obsługi eksploatacyjnej obiektu w proces budowy. Uczestnictwo w montażu i konfiguracji instalacji dałoby im cenne do-

świadczenie oraz pełniejsze zrozumienie warunków technicznych, co mogłoby przełożyć się na sprawniejszą eksploatację w przyszłości. Celem inwestora jest nie tylko rozwój infrastruktury energetycznej, ale także wprowadzenie bardziej zrównoważonych i ekologicznych rozwiązań

na innych odcinkach rzek. Dzięki temu planowane instalacje mają przyczynić się do dalszego zwiększenia udziału zielonej energii w krajowym miksie energetycznym i popularyzacji technologii VLH w Polsce. Planowane inwestycje mają wykorzystać sprawdzone rozwiązania, takie jak wolnoobrotowe turbiny przyjazne ichtiofaunie. Nowe projekty będą realizowane z uwzględnieniem doświadczeń zdobytych podczas budowy i eksploatacji obiektu w Brzegu, w tym lepszego planowania logistyki oraz wcześniejszego zaangażowania przyszłych operatorów w proces realizacji.



**ZIELONA KASKADA**  
ZESPÓŁ ELEKTROWNI WODNYCH

**Adam Maik**  
Kierownik  
MEW Brzeg  
Zielona Kaskada Brzeg Sp. z o.o.

Zdjęcia pochodzą z archiwum autora.



Fot. 1. Widok na MEW Staniszcze w końcowym etapie realizacji

## O wdrożeniu IOZE Flumen na Małej Panwi

**W Opolskiem, nad Małą Panwią uruchamiana jest właśnie nowa elektrownia wodna bazująca na dedykowanym niskim spadom rozwiązaniu technologicznemu. Obiekt powstał w nowoczesnym, wysoce zaawansowanym standardzie, bazującym na współpracujących ze sobą modułach funkcjonalno-architektonicznych. Zobaczmy, co szczególnie zyskuje inwestor dzięki realizacji małej elektrowni wodnej (MEW) w tym właśnie modelu.**

**M**EW Staniszcze jest projektem (jak to czasem bywa w tej branży) z długą historią formalną, sięgającą 2011 r. (wtedy pomysłodawca MEW złożył wniosek o pierwszą decyzję środowiskową). W pierwotnym kształcie, ukonstytuowanym pozwoleniem na budowę z lutego 2017 r., zakładał realizację nowego jazu powłokowego, budynku maszynowni z dwiema śrubami Archimedeusza o łącznej mocy 140 kW, wyposażonego w przepławkę oraz przenoskę dla kajaków.

Inwestor, który nabył projekt z kompletem gotowych do skonsumowania decyzji administracyjnych, przez dłuższy czas miał trudności ze znalezieniem oferty budowy elektrowni pod klucz, która zapewniałaby oczekiwaną przez niego rentowność. Wbrew zasadom suspensu, zdradzimy już, że projekt ostatecznie trafił pod skrzydła IOZE hydro. Założenia projektowe poddano gruntownej rewizji, zarówno pod kątem hydrologicznym, technicznym, budowlanym, jak i ekonomicznym. W ten sposób wypracowano — w konsultacji z właścicielem — alternatywną koncepcję inwestycji, która po wcieleniu w życie pozwoli osiągnąć zakładany prosty czas zwrotu poniesionych nakładów.

### Urealnienie projektu

W duchu profesjonalnej odpowiedzialności za powierzone inwestycje, w IOZE hydro wyznawana jest zasada, że realizować należy jedynie przedsięwzięcia umożliwiające maksymalne możliwe spożytkowanie dostępnego potencjału hydroenergetycznego. Mimo że projekt MEW Staniszcze posiadał pozwolenie na budowę, podjęto decyzję o rozpoczęciu procedur administracyjnych na nowo. Chodziło o to, aby odzwierciedlały zoptymalizowany kształt MEW, określony w nowo opracowanej koncepcji. Ostatecznie drugą decyzję środowiskową, warunki zabudowy, pozwolenie wodnoprawne i zamiennie pozwolenie na budowę uzyskano w 2 lata, czyli w czasie blisko trzy razy krótszym niż w przypadku pierwotnego projektu. Było to możliwe dzięki interdyscyplinarnej współpracy zespołu projektowego.

Z kompletem pozwoleń ekipa IOZE hydro przystąpiła do realizacji inwestycji greenfield w jednym z zakoli Małej Panwi. Zanim jednak przejdziemy do relacji z prac in situ, doprecyzujemy, że przedsięwzięcie w nowym kształcie to elektrownia bazująca na technologii opracowanej z myślą o takich właśnie lokalizacjach, cechującej się mocą zainstalowaną wyższą niż pierwotnie zakładana dla tej MEW. Na etapie koncepcyjnym przeprowadzono wspomnianą weryfikację założeń projektu oraz analizy ekonomiczne, oparte na prognozowanej rocznej produkcji 900 MWh oraz szacowanych nakładach inwestycyjnych (CAPEX) i kosztach eksploatacyjnych (OPEX). Wyliczenia wskaźnika NPV jednoznacznie potwierdziły zasadność realizacji MEW w sugerowanej formule — projekt z nieopłacalnego stał się atrakcyjny inwestycyjnie (wyliczono prosty

czas zwrotu na ok. 9 lat). Z rekomendacji specjalistów IOZE hydro zapadła decyzja biznesowa o niezwłocznym rozpoczęciu prac budowlanych oraz konstrukcyjnych w zakresie technologii wytwórczej. Poniżej przedstawiono kluczowe rozwiązania wdrożone na etapie realizacji.

### Docelowy kształt MEW

Należy wskazać, że względem pierwotnego zamierzenia, ogólny zarys elektrowni i jej infrastruktury towarzyszącej nie uległ diametralnym zmianom. Diabeł jak zwykle tkwi w szczegółach, o których szerzej w dalszych akapitach. W międzyczasie skupmy się jednak przez chwilę na części architektonicznej. Obejmuje ona obecnie blok MEW, kanały napływowy i odpływowy, jaz piętrzący oraz przepławkę szczelinową. W część budowlaną wkomponowane są elementy wyposażenia mechanicznego, pneumatycznego, elektrycznego, aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki.

Jednokondygnacyjny budynek elektrowni w konstrukcji żelbetowej powstał na planie prostokąta o wymiarach ok. 6×8 m i sąsiaduje z dwuprzęsłowym jazem segmentowym klapowym (o technologii zamknięć jazu szerzej w ramce) o świetle całkowitym wynoszącym 19 m i wyposażonym w dodatkowe zamknięcia remontowe. Przepławka szczelinowa, której wymiary w ramach udoskonalenia projektu powiększono, ostatecznie ma długość 55 m i składa się z 19 komór. Całości dopełnia przenoska dla kajaków.

Warto w tym miejscu zauważyć, że część budowlana przedsięwzięcia została zaprojektowana w taki sposób, aby możliwie zmniejszyć obszar koniecznych do wykonania robót ziemnych, co z kolei

przełożyło się na ograniczenie zakresu zabezpieczeń wykopów oraz mniejsze nakłady finansowe w tym zakresie. W procesie racjonalizacji zakresu przedsięwzięcia znaczącą rolę odegrało inteligentne modelowanie trójwymiarowe wykorzystujące standardy BIM, pozwalające na weryfikowanie różnych opcji konstrukcyjnych (w ramce nieco więcej w tym temacie).

### Dedykowana technologia

Technologią IOZE Flumen, zainstalowaną w MEW Staniszczce, stworzono dla

efektywnego energetycznie i kosztowo wykorzystania potencjału hydrologicznego w lokalizacjach z bardzo niskimi spadami. Także tych, które dotychczas uznawano za nieopłacalne lub trudne do zagospodarowania. Wysokosprawną, a jednocześnie nieskomplikowaną turbiną pozwala na minimalizację zakresu prac budowlanych. Dzięki standaryzowanemu procesowi projektowania, dostawy i instalacji IOZE Flumen znacząco skrócił się czas realizacji elektrowni wodnej, a samo wdrożenie przebiegło wyjątkowo sprawnie.

W omawianym obiekcie zamontowano dwie identyczne turbiny Kaplana w układzie lewarowym, o mocy zainstalowanej 90 kW i przełyku 7 m<sup>3</sup>/s, pracujące na spadzie nominalnym 2 m, do których wodę doprowadza żelbetowo-stalowa komora napływowa o zoptymalizowanej geometrii. Każda z turbin zakończona jest odpowiednio wymodelowaną pod kątem hydrodynamicznym żelbetową rurą ssącą. Hydrozespoły wyposażone są w generatory asynchroniczne, a całość sterowania odbywa się za pośrednictwem dwóch



Fot. 2. Od lewej: rozpoczęcie robót ziemnych, wbijanie ścianek szczelnych, komora napływowa do MEW

### Modelowanie 3D narzędziem optymalizacji przedsięwzięć MEW

**Sebastian Wołowski**

Projektant  
IOZE hydro

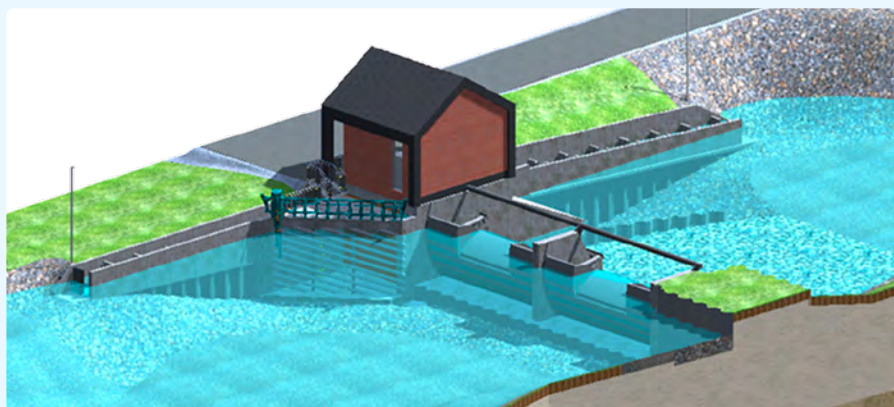
Przejsie na standard modelowania 3D projektów w IOZE hydro znacząco wpłynęło na efektywność realizacji zadań. Pozostając przy pracy w standardzie 2D, byłoby znacznie ciężiej wykonywać coraz większe i bardziej złożone zamierzenia, jakie obecnie podejmujemy. Wdrażając narzędzia BIM, jesteśmy w stanie generować projekty o wysokim stopniu skomplikowania, zarówno biorąc pod uwagę wielkość inwestycji, jak i współistnienie infrastrukturalne wielu branż, w tym mechanicznej, instalacyjnej, architektonicznej, konstrukcyjnej i stricte budowlanej. Stworzony model 3D pozwala nam na skoordynowanie międzybranżowe i uniknięcie kolizji. Dzięki zastosowaniu specjalistycznego oprogramowania i modelowaniu 3D, eksperci danej branży już nie muszą szukać na płaskich rysunkach rozwiązań z innych obszarów specjalistycznych. Cały, wielopłaszczyznowy projekt mieści się w jednym miejscu, w modelu, który zawiera zbiór informacji równy wielkostronicowym opracowaniom realizowanym w standardzie 2D.

Niewątpliwą korzyścią BIM jest również łatwość wprowadzania zmian przy jed-

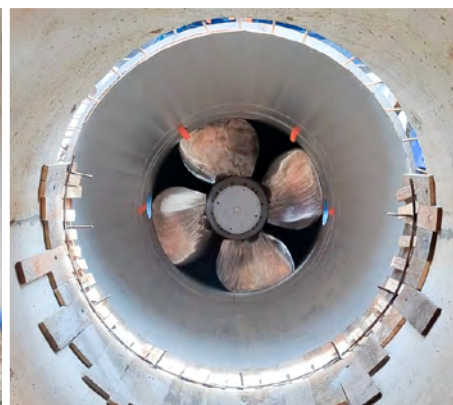
noczesnej kontroli skutków tych zmian dla pozostałych elementów projektu. Praca na modelu 3D umożliwia implementację wyników inwentaryzacji wykonanej w technologii skaningu 3D, który ma szczególne znaczenie w obiektach MEW. Przykładem jest choćby realizowana obecnie modernizacja elektrowni wodnej na Brdzie, dla której z bardzo dużą szczegółowością mogliśmy zamodelować zabytkowy obiekt wybudowany na początku XX w. Precyzyjny model trójwymiarowy pozwala na prawidłowe projektowanie nowych rozwiązań, doskonale dopasowanych do istniejącej, wiekowej infrastruktury.

Całościowy, wielobranżowy model 3D pozwala również na łatwiejsze raportowanie do inwestora z postępów pracy oraz bardziej czytelne wizualizowanie wybranych

rozwiązań. Osoby uczestniczące w realizacji projektu mają stały dostęp do bazy informacji, które niesie model. Wpływa to choćby na skrócenie czasu przygotowania przedmiarów i kosztorysów. BIM pozwala nam efektywnie zarządzać projektem. Nadając odpowiednie atrybuty i strukturę modelu w prosty, a jednocześnie przejrzysty sposób, możemy dzielić obiekt według zakresu poszczególnych etapów realizacji. Usprawnia to z kolei harmonogramowanie prac oraz kontraktację. W tej formule zrealizujemy już od jakiego czasu nasze projekty hydroenergetyczne, w tym MEW Staniszczce. Szczegółowy wielobranżowy model 3D pozwala przewidzieć i dostarczyć na plac budowy wszystkie niezbędne rozwiązania — nie pozostawiamy niczego przypadkowi.



Rys. 1. Model trójwymiarowy przedsięwzięcia zoptymalizowanego w środowisku oprogramowania BIM



Fot. 3. Od lewej: montaż warsztatowy wirnika turbiny, montaż in situ komory turbiny z wirnikiem, wpasowanie turbiny do rury ssącej

## Wyposażenie MEW

**Andrzej Kuszak**

Konstruktor technolog  
IOZE hydro

W MEW Staniszcze zainstalowano, oprócz hydrozespołów, również szereg urządzeń peryferyjnych, gwarantujących wysokowydajną pracę obiektu. Zarówno dla turbin, jak i dla jazu zaprojektowano i wykonano dedykowane siłowniki hydrauliczne. Zastosowane rozwiązania w zakresie zasilacza istotnie różnią się od standardowych rozwiązań oferowanych przez innych producentów, zarówno pod względem ergonomii, jak i funkcjonalności użytkowej.

Układ zaworów oraz przyłączy został zaprojektowany na wysokości wzroku operatora, co znacząco poprawia czytelność instalacji oraz komfort obsługi. Dzięki odpowiedniemu rozmieszczeniu elementów sygnalizacyjnych możliwa jest jednoznaczna weryfikacja, czy sygnał sterujący dociera do właściwego zaworu, przy czym diody sygnalizacyjne są skierowane bezpośrednio w stronę użytkownika. Taka konfiguracja umożliwia pełną kontrolę stanu urządzenia podczas standardowej pracy serwisowej przy szafie sterowniczej. Wszystkie przewody oraz węże zostały wyprowadzone na zewnątrz obudowy, co eliminuje obecność elementów mogących maskować ewentualne nieszczelności wewnątrz urządzenia. W przypadku wycieku lub usterki technicznej, uszkodzenie jest natychmiast widoczne, a jego lokalizacja i usunięcie znacznie uproszczone, co przekłada się na skrócenie czasu serwisu.

Zasilacz został zaprojektowany i dobrany indywidualnie do specyfiki pracy małej elektrowni wodnej, w przeciwieństwie do standardowo stosowanych rozwiązań, w których zawory umieszczone są nisko

i w sposób niewygodny dla obsługi, co utrudnia eksploatację i diagnostykę. Co istotne, w ramach racjonalizacji kosztowej przedsięwzięcia zdecydowano o zmianie technologii wykonania jazu. Ostatecznie zbudowano nowoczesny jaz segmentowy klapowy produkcji IOZE hydro — rozwiązanie łączące zalety klasycznych zamknięć segmentowych i klapowych w jednej konstrukcji. Obiekt zaprojektowano jako jaz piętrzący o dwóch przęsłach (każde o szerokości 9,5 m), co zapewnia wysoką przepustowość oraz elastyczne gospodarowanie przepływem w różnych warunkach hydrologicznych.

Ruchome zamknięcia wykonano w postaci stalowych segmentów, na których zabudowano po dwa niezależnie sterowane zamknięcia klapowe. W normalnych warunkach eksploatacyjnych wody przepuszczane są górą przez klapy, natomiast w czasie wezbrań możliwe jest podnoszenie całych segmentów, co znacząco zwiększa bezpieczeństwo powodziowe, a także upraszcza np. przepłukiwanie rumoszu przez światło jazu). Sposób piętrzenia i prowadzenia wód odbywa się zgodnie z instrukcją gospodarowania wodami. Kluczowym elementem dla elastyczności pracy systemu piętrzącego jest hydraulika i automatyka IOZE hydro. Segmenty podnoszone są za pomocą dedykowanych siłowników hydraulicznych, zasilanych z autorskiego



Fot. 4. Zasilacze hydrauliczne jazu i turbiny

agregatu hydraulicznego. Siłowniki klap wyposażono w zintegrowane liniały pomiarowe, umożliwiające bardzo precyzyjny i ciągły pomiar położenia każdej klapy. Dzięki zastosowaniu drążonych tłoczków układ pomiarowy jest skutecznie chroniony przed uszkodzeniami i wpływem warunków atmosferycznych.

Praca jazu została w pełni zintegrowana z nadrzędnym systemem automatyki obiektu, co umożliwia korelację z pracą hydrozespołów i praktycznie bezobsługową eksploatację. Solidna stalowa konstrukcja, kompleksowe zabezpieczenie antykorozyjne oraz rozwiązania ułatwiające montaż i serwis gwarantują niezawodność urządzenia piętrzącego. Zastosowany jaz stanowi nowoczesną odpowiedź na potrzeby współczesnej hydrotechniki, energetyki wodnej oraz ochrony przeciwpowodziowej.



Fot. 5. Zamknięcia segmentowo-klapowe jazu



Fot. 6. Montaż nowej turbiny w budynku elektrowni

szaf zlokalizowanych w maszynowni MEW. Nadrzędny system sterowania i wizualizacji danych spaja funkcjonowanie zarówno układu wytwórczego energii, jak i w pełni zautomatyzowanego jazu piętrzącego oraz czyszczarki krat, koniecznej dla utrzymania stabilnego napływu wody do turbin.

### Sprawdzony model na przyszłe inwestycje

Realizacja MEW Staniszcze potwierdza skuteczność modelu realizacyjnego IOZE hydro, opartego na kompleksowej optymalizacji technicznej i ekonomicznej projektów hydroenergetycznych. Naszym nadrzędnym celem nie jest samo doprowadzenie inwestycji do uruchomienia, lecz zapewnienie jej długofalowej opłacalności. Doradzamy inwestorom tak, jakbyśmy budowali dla siebie — dlatego nie podejmujemy się przedsięwzięć, które mimo posiadanych pozwoleń nie gwarantują satysfakcjonujących wyników ekonomicznych.

W przypadku MEW Staniszcze zakres współpracy objął nie tylko doradztwo i projektowanie, ale również pełnienie funkcji generalnego wykonawcy wraz z dostawą wszystkich rozwiązań elektromechanicznych. IOZE hydro odpowiadało za kompletne roboty budowlano-konstrukcyjne, wystandaryzowaną dokumentację branżo-



Fot. 7. Od góry: wewnątrz szafy sterowniczej, skrzynka sterownicza czyszczarki krat

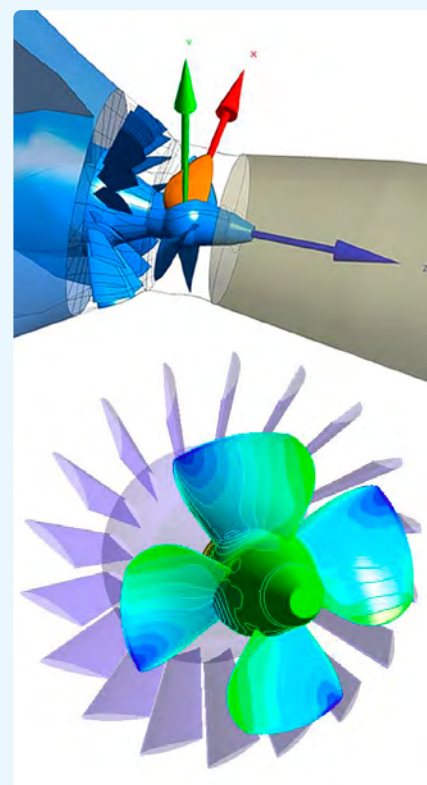
wą oraz wdrożenie technologii wytwórczej, gwarantującej skuteczną realizację i ekonomiczną zasadność całego zamierzenia. Kluczowym elementem procesu była ścisła współpraca z inwestorem — wspólna analiza założeń technicznych i biznesowych pozwoliła uzyskać najbardziej satysfakcjonujący zakres inwestycji oraz znacząco zwiększyć jej rentowność. Zastosowanie

### Standaryzacja IOZE Flumen

#### Krzysztof Grusiecki

Konstruktor mechanik  
Specjalista symulacji CFD  
IOZE hydro

*Hydraulika turbiny została opracowana w wyniku zaawansowanych symulacji CFD wykonanych w środowisku ANSYS. Z kolei w ramach dalszych działań standaryzacyjnych opracowano typoszereg urządzeń pozwalający na pokrycie szerokiego wachlarza wymagań technologicznych, wiążących się z lokalizacjami nisko-spadowymi. W procesie standaryzacyjnym dla różnych wartości przepływów i spadów wygenerowano pasujące wartości możliwych do uzyskania wielkości mocy, z jaką pracować mogą urządzenia oraz korespondujące z nimi wy różniki szybkobieżności, wartości prędkości obrotowych wirnika czy ilości łopatek. Zależnie od kombinacji tych parametrów, przesuwamy się po wykresie stosowalności, który pozycjonuje jaki konkretnie egzemplarz IOZE Flumen będzie najwłaściwszy do eksploatacji dostępnego hydro potencjału.*



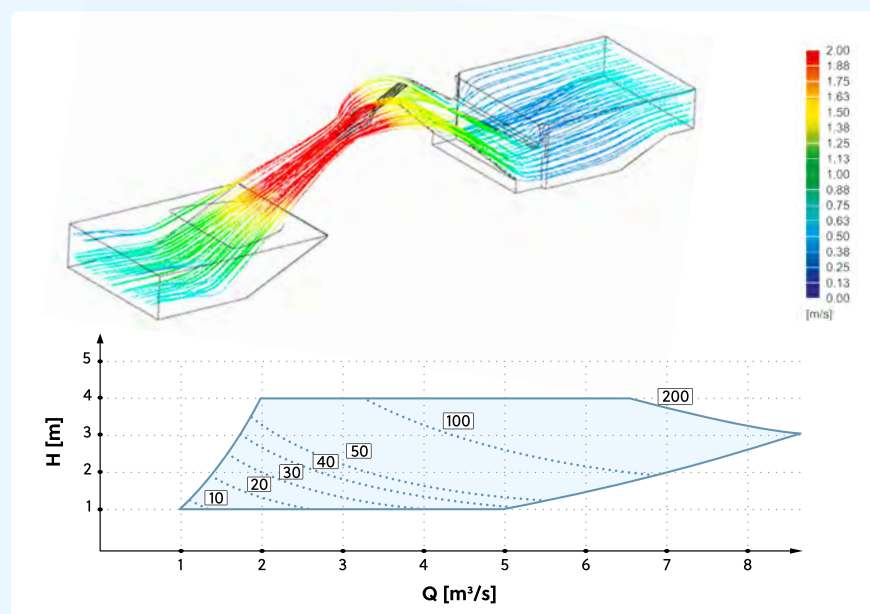
Rys. 2. Widok z symulacji CFD dla wirnika 4-łopatowego turbiny Kaplana



Fot. 8. Prace żelbetowe i montaż elementów wyposażenia elektrowni

*Dla ustandaryzowanego urządzenia wytwórczego ustalono optymalny kształt rury napływowej, jak również kluczowe parametry turbiny (w tym średnicę i geometrię) oraz warianty zmienności parametrów, o których mowa we wcześniejszym akapicie. Opracowano także kombinatorykę turbiny — ustawienie położenia kierownicy względem położenia łopatek wirnika, po to aby osiągnąć najwyższą możliwą sprawność pracy*

*urządzenia i optymalny kąt ustawienia elementów względem siebie. Zdradzimy, że kluczowe dla osiągnięcia przyjętych na polu mechaniki i hydrauliki założeń jest przełożenie ich na język automatyki i sterowania. Dzieje się to m.in. dzięki pomiarom liniowym wysuwu siłowników hydraulicznych oraz odpowiednim algorytmom przeliczającym ruch liniowy na oczekiwane przemieszczenia kątowne łopat.*



Rys. 3. Od góry: widok z simulacji przepływów w IOZE Flumen (widoczne streamline'y generowane w środowisku NX Siemens) oraz wykres stosowności urządzenia

dedykowanej technologii IOZE Flumen oraz odpowiednio dobranych turbin umożliwiło udoskonalenie projektu zarówno pod względem technicznym, jak i finansowym, przekładając się na wyższą produktywność i lepsze wskaźniki zwrotu poniesionych nakładów. MEW Staniszcze dołącza tym samym do grona zrealizowanych i zoptymalizowanych projektów IOZE hydro. Jest również kolejnym dowodem na to, że właściwie zaprojektowana i przemyślana modernizacja lub realizacja nowej inwestycji może przekształcić projekt pierwotnie nieopłacalny w stabilne i perspektywiczne źródło energii, a tym samym dochodów na wiele dekad. Działamy z pełnym zaangażowaniem, ponieważ sukces inwestora jest również naszą odpowiedzialnością. Współpraca z IOZE hydro to nie tylko zakup technologii, ale partnerstwo oparte na wiedzy, doświadczeniu i realnym wsparciu na każdym etapie realizacji przedsięwzięcia hydroenergetycznego.

**IOZE**  
hydro

**Wioleta Smolarczyk**  
**Łukasz Kalina**  
IOZE hydro

Zdjęcia i rysunki pochodzą z archiwum **IOZE hydro**.



## Z dziejów energetyki wodnej na ziemiach polskich – część I

Stulecie uruchomienia najstarszych polskich elektrowni wodnych – EW Struga i EW Kamienna – stało się w roku 1998 okazją do uroczystej sesji Towarzystwa Elektrowni Wodnych oraz opracowania monografii „100 lat energetyki wodnej na ziemiach polskich” pod redakcją mgr inż. Jerzego Spoza [1]. Materiały zawarte w tej monografii zostały w istotny sposób wykorzystane w niniejszym artykule. Historia energetyki wodnej na ziemiach należących dziś do państwa polskiego sięga jednak czasów, kiedy to zdobywcy cywilizacji Bliskiego Wschodu i krajów śródziemnomorskich zaczęły dopiero na dobre przenikać na tereny leżące poza granicami dawnego Cesarstwa Rzymskiego.

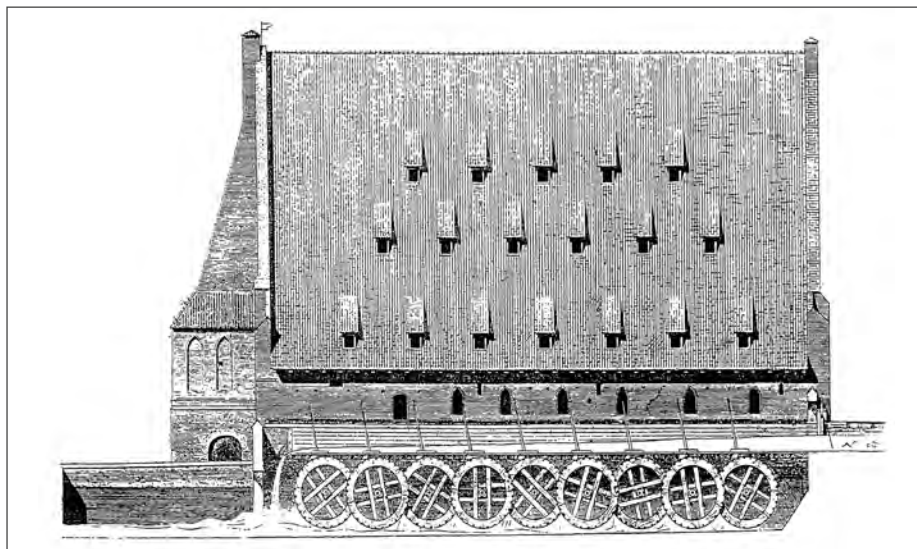
### ZANIM URUCHOMIONO PIERWSZĄ ELEKTROWNIĘ WODNĄ

Pierwsze młyny wodne istniały na ziemiach polskich już w XII wieku. Wiadomo, że stawiali je cystersi – m.in. w nadanych im dobrach nad Radunią i Potokiem Oliwskim w pobliżu Gdań-

ska. W późnym średniowieczu technika przemiany energii płynących wód w pracę użyteczną była już szeroko rozpowszechniona. Za sprawą Krzyżaków w latach 1348-1356 zbudowano kilkunastokilometrowy Kanał Raduński, który zaopatrywał w świeżą wodę pitną mia-

sto Gdańsk i miejscowy zamek krzyżacki, zasilał fosy miejskie oraz napędzał 12 kół nasiębiernych Wielkiego Młyna – jednego z największych zakładów hydroenergetycznych ówczesnej Europy. Na początku XVII wieku młyn wyposażono w 18 kół wodnych – 9 po każdej stronie budynku (rys. 1). Od roku 1836 do napędu urządzeń młyńskich Wielkiego Młyna używano także turbin parowych, zamienionych w XX wieku przez silniki elektryczne [2]. Dziś wewnątrz dawnego młyna mieści się centrum handlowe ze skromną ekspozycją historyczną. Po prawej stronie budynku dobudowano niewielką elektrownię wodną. W tym miejscu należy zauważyć, że już w czasach średniowiecznych koła wodne napędzały nie tylko urządzenia młyńskie. Do szczególnie urokliwych zabytków kultury technicznej na terenie Europy należą dawne kuźnie wodne, zwane czasem z niemiecka hamerniami. Zbudowana w XVI wieku kuźnia wodna na Potoku Oliwskim funkcjonowała do połowy ubiegłego stulecia. Miejsce to, wraz z całą Oliwą, znajduje się już od dawna w granicach Gdańska, a odrestaurowana kuźnia stanowi jedną z atrakcji turystycznych Trójmiasta. Koła wodne stanowiły wciąż podstawowe wyposażenie przemysłowych siłowni wodnych budowanych za sprawą S. Staszica na terenie Staropolskiego Okręgu Przemysłowego w pierwszej połowie XIX wieku. Były to jednak już czasy rewolucji przemysłowej, która dostar-

Rys.1 Wielki Młyn w Gdańsku



Źródło: [http://s-trojmiasto.pl/zdjec/9/91/600x450/915542-Wielki-Mlyn-obecnie-nie-ma-zadnego-kola-mlynskiego-dawniej-mial-az-dziewiec\\_kr.jpg](http://s-trojmiasto.pl/zdjec/9/91/600x450/915542-Wielki-Mlyn-obecnie-nie-ma-zadnego-kola-mlynskiego-dawniej-mial-az-dziewiec_kr.jpg)

droenergetycznych wzniesionych w tym okresie na Dolnym Śląsku są kamienno-betonowe zapory z elektrowniami na Kwisie (Leśna, 1907), Bobrze (Pilchowice, 1912), i Bystrzycy Kłodzkiej (Lubachów, 1918). Zapora w Pilchowicach na Bobrze (fot. 2) imponuje do dziś wysokością 62 m. Do roku 1969 była najwyższą zaporą w Polsce. Uruchomiona przy niej elektrownia jest obecnie jedną z dwóch największych elektrowni wodnych w regionie. Budowę zapór podejmowano głównie w celach przeciwpowodziowych. Wysoka cena energii elektrycznej zapewniała w długiej perspektywie możliwość przynajmniej częściowego zwrotu poniesionych nakładów niezależnie od unikniętych strat powodziowych. Zapory dolnośląskie przepięknie wpisują się w otaczający krajobraz. Dostawcami turbin do towarzyszących im elektrowni były głównie firmy Briegleb, Hansen & Co. Gotha oraz Voith Heidenheim. Na północy silną pozycję zajmowały w tym czasie zakłady Ferdynanda Schichaua w Elblągu. Wśród dostawców generatorów dominowały firmy Siemens-Schuckert i AEG.

Lata dwudzieste i trzydzieste ubiegłego wieku przynoszą intensyfikację rozwoju energetyki wodnej na terenach należących do Niemiec i Wolnego Miasta Gdańska. Rozbudowywane są wcześniej wymienione kaskady na rzekach Dolnego Śląska i Ziemi Lubuskiej - na Bobrze, Kwisie, Nysie Kłodzkiej i Łużyckiej. Powstają pierwsze elektrownie na Odrze (Janowice, Kopin, Wrocław I i II, Brzeg) oraz kolejne obiekty na rzekach pomorskich - Wierzycy, Raduni, Słupi, Radwi, Redze – ale także

na Gwdzie i Drawie. Największym obiektem hydroenergetycznym zbudowanym na terenie Wolnego Miasta Gdańska jest elektrownia Bielkowo wyposażona w trzy poziome hydrozespoły o mocy po 2,3 MW z turbinami Francisa firmy JM Voith. Elektrownia wchodzi w skład kaskady Raduni. Dzięki zastosowanej derywacji uzyskano tu spadek blisko 45 m, co pozwoliło nawet na eksploatację niewielkiego hydrozespołu z turbiną Peltona. Hydrozespół ten służył przez wiele lat do ładowania baterii akumulatorów.

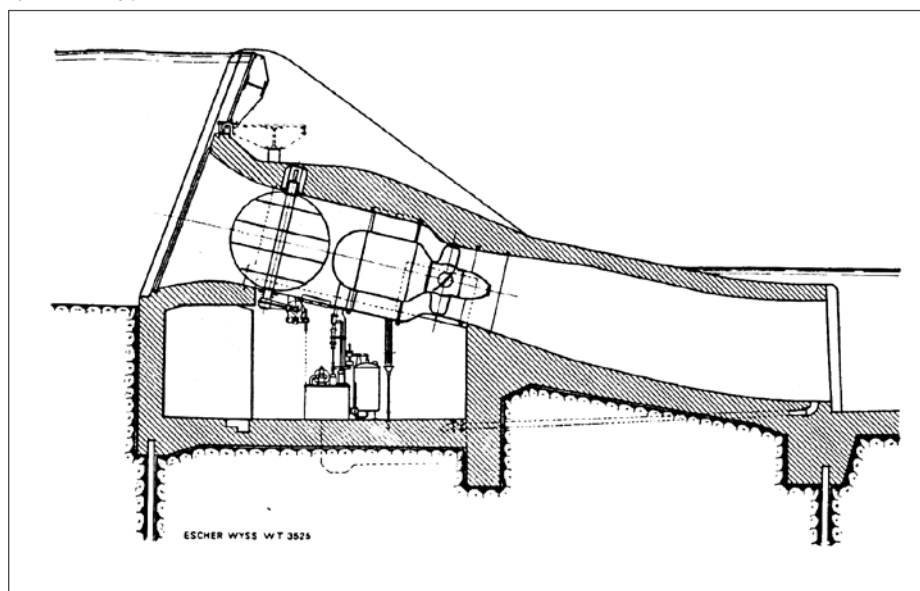
Przez cały opisywany okres postępuje wycofywanie kół wodnych z młynów, tartaków i innych niewielkich zakładów przemysłowych i zastępowanie ich turbinami wodnymi instalowanymi w powstających siłowniach. Od lat dwudziestych XX w. nasila się przekształcanie tych siłowni w niskospadowe elektrownie wodne. W ten sposób powstała duża część wymienionych wcześniej obiektów. W małych elektrowniach niskospadowych z tego okresu przeważają bliźniacze turbiny Francisa w komorze otwartej. Komory spiralne spotyka się zazwyczaj w elektrowniach większej mocy.

Na rozwoju energetyki wodnej po I wojnie światowej silne piętno odcisnęło pojawienie się turbin o przestawnych łopatkach wirnika. Podwójna regulacja zapewniła utrzymanie wysokiej sprawności w szerokim zakresie obciążeń. Po udanych próbach pierwszego prototypu turbiny Kaplana w elektrowni wodnej Velm w Austrii (1919) maszyny tego typu zaczęły zdobywać rynek i powoli wypierać

szybkobieżne turbiny Francisa i Lawacka. Proces ten silnie wspierało nieformalne konsorcjum firm występujących pod nazwą „Kaplan-Konzern” [5]. W latach dwudziestych XX w. w turbiny Kaplana wyposażone zostały elektrownie Bledzew na Obrze (1923) i Wrzeszczyn na Bobrze (1924). A w następnej dekadzie podjęty został projekt elektrowni Dychów (również na Bobrze) [6]. Elektrownię wyposażono w trzy hydrozespoły z turbinami Kaplana o łącznej mocy 75 MW oraz dwa zespoły pomp zasobnikowych o mocy po 5 MW. Instalację kolejnych dwóch pomp zasobnikowych przewidywano w następnych latach. Wszystkie maszyny hydrauliczne pochodziły z dostawy firm JM Voith Heidenheim i Escher Wyss Ravensburg. Obie firmy posiadały już wówczas silną pozycję na świecie i zdecydowanie dominowały na rynku niemieckim. Elektrownię oddano do eksploatacji jako „dar urodzinowy” dla kanclerza III Rzeszy, 20 kwietnia 1936 roku. Jej głównym zadaniem było zasilanie sieci elektroenergetycznej Berlina w godzinach szczytu.

Trwałe miejsce w historii energetyki wodnej przypadło małej elektrowni zlokalizowanej na Parsęcie, w pobliżu pomorskiego miasteczka o nazwie Rościno. W roku 1936 zainstalowano tu pierwsze na świecie gruszkowe turbiny rurowe [7]. Innowacyjność projektu polegała nie tylko na zastosowaniu nowego typu hydrozespołu, lecz również na jego instalacji bezpośrednio w betonowym jazie i całkowitej rezygnacji z klasycznej hali maszyn (rys. 2). Z tego powodu elektrownia ta zyskała sobie miano „elektrowni podwodnej”. Kolejne obiekty tego typu, zbudowano w latach 1937-51 na rzekach Iller, Lech i Saalach. Wyposażone były w pierwsze na świecie turbiny straflo nawiązujące swoją konstrukcją bezpośrednio do patentu amerykańskiego inżyniera Leroya Harza'y. Turbiny dostarczyła firma Escher Wyss, lecz promotorem, a zapewne i pomysłodawcą całego przedsięwzięcia, był niemiecki inżynier Arno Fischer. Jego związki z władzami III Rzeszy i wysokie stanowiska zajmowane w urzędach krajowych Pomorza, a następnie Bawarii, zdecydowanie ułatwiały wspieranie tej inicjatywy, mimo że liczne trudności techniczne uniemożliwiały w tym czasie osiągnięcie sukcesu ekonomicznego. Wskutek wysokiej awaryjności hydrozespołów EW Rościno po II wojnie świato-

Rys. 2 Przekrój przez EW Rościno



Źródło: Cardinal von Widdern H.: Die Rohrturbine, Escher Wyss Mitteilungen, 1953, S. 22-33

Fot. 2 Zapora Pilchowicka



Fot. J.A. Bykow

czyła impulsu dla poszukiwania bardziej doskonałych technik wyzyskania potencjału hydroenergetycznego. Choć koła wodne pozostawały w użyciu jeszcze w drugiej połowie XX wieku, to ich miejsce zaczęły zajmować coraz bardziej dojrzałe konstrukcje turbin wodnych.

Jednym z bardziej znanych dziewiętnastowiecznych konstruktorów tych maszyn był francuski inżynier o nazwisku Girard. Wg [3] chodzi tu o działającego w Królestwie Kongresowym przemysłowca Filipa de Girarda (1775-1845), twórcę zakładów Inniarskich w dzisiejszym Żyrardowie. Pierwszą turbinę swojej konstrukcji zainstalował w roku 1828 w miejscowości Dowspuda na rzece Rospudzie. Turbina napędzała młocarnię w majątku hrabiego Ludwika Paca. Wiadomo o kolejnych egzemplarzach produkowanych na ziemiach polskich w latach czterdziestych XIX wieku. Wg większości źródeł zachodnioeuropejskich wynalazek pochodzi dopiero z roku 1851, a jego twórcą jest inżynier Louis-Dominique Girard (1815-1871), działający we Francji. W rzeczywistości może tu chodzić jednak o udoskonaloną konstrukcję, z regulacją zasilania wirnika. Faktem jest, że turbiny Girarda odniosły wielki sukces – napędzały m.in. uruchomioną w 1896 roku elektrownię przy wodospadach Niagara. Dwie turbiny Girarda pracowały jeszcze pod koniec XX

wieku w Fabryce Tektury w Czańcu na Sole.

Użycie turbin wodnych do napędu generatorów prądu elektrycznego miało przełomowe znaczenie dla rozwoju energetyki wodnej. Dokonał tego w roku 1881 Thomas A. Edison uruchamiając w Appleton (Wisconsin, USA) pierwszą elektrownię wodną na świecie. Już 10 lat później energię elektryczną z elektrowni wodnej przesłano w Niemczech na odległość 175 km [4]. A w latach 1896-98

Fot. 3. Zdjęcie rurociągów ESP Żarnowiec



Źródło: Janusz Steller

uruchomione zostają pierwsze elektrownie wodne na terenach należących dziś do Polski.

### W RZESZY NIEMIECKIEJ I W WOLNYM MIEŚCIE GDAŃSKU

Od czasu uruchomienia pierwszych niemieckich elektrowni wodnych bieg zdarzeń na terenach II Rzeszy wyraźnie przyspiesza. Na Pomorzu powstają pierwsze elektrownie Kaskady Raduni, Wierzycy, Słupi i Regi. Jest wśród nich malownicza elektrownia wodna Straszyn (1910) zbudowana przy wielozadaniowym zbiorniku wodnym na Raduni i wyposażona w dwa hydrozespoły z bliźniaczymi „kotłowymi” turbinami Francisa. W latach trzydziestych XX w. dołączy do nich turbina śmigłowa. A w roku 1983 wzrośnie wielozadaniowa rola zbiornika straszynskiego – stanie się on również rezerwuarem wody pitnej dla miasta Gdańska.

Do znaczących obiektów uruchomionych na terenie Pomorza przed rokiem 1918 należy również elektrownia wodna Gałężnia Mała (d. Gąskowo) na Słupi. Wysoki spad (prawie 40 m) i moc 4 MW uzyskano dzięki złożonemu układowi derywacyjnemu obejmującemu zbiornik, jezioro, kanały i rurociągi ciśnieniowe. W tym samym czasie powstały pierwsze obiekty na Łynie, Gwdzie, Drawie, Obrze, Nysie Kłodzkiej i Łużyckiej. W 1914 roku rozpoczęto budowę elektrowni wodnej Gródek na Wdzie. Wśród licznych obiektów hy-

wej zaprzestano ich eksploatacji. Ruch elektrowni wznowiono dopiero w roku 1976, kiedy to oryginalne hydrozespoły Arno Fischera zastąpiono hydrozespołami z turbinami rurowymi napędzającymi generatory zewnętrzne za pomocą przekładni z paskami klinowymi. W ostatnim czasie również te hydrozespoły uległy degradacji, w związku z czym właściciel elektrowni przewiduje całkowitą modernizację historycznego obiektu.

## W GALICJI I W KONGRESÓWCE

Chociaż przypuszcza się, że pierwsza elektrownia wodna powstała na terenach zaboru austriackiego już w roku 1898 (Nowy Targ, moc 45 kW), to do 1918 roku na terenie Galicji i Kongresówki nie doszło do znaczących inwestycji hydroenergetycznych. Nie był to jednak czas stracony. Już w 1901 roku Komisja Wodna Sejmu Galicyjskiego zaproponowała budowę elektrowni wodnych na rzekach znajdujących się pod zarządem państwa, a w roku 1903 Sejm podjął uchwałę o opracowaniu wykazu „sił wodnych” na terenie Galicji. W następstwie tej decyzji w roku 1906 ukazało się opracowanie inż. Karola Pomianowskiego „Siły wodne Galicji” obejmujące swoim zakresem Dunajec, a następnie Sołę, Skawę i inne rzeki. W kolejnych częściach opracowania autor rekomenduje Porąbkę na Sole, jako jedną z najkorzystniejszych lokalizacji. Trzy lata później ukazuje się okólnik władz austriackich w sprawie prac nad katastem sił wodnych, a w roku 1907 wydana zostaje ustawa zawierająca decyzję o budowie zbiorników wodnych na rzekach: Soła, Skawa, Biały Dunajec, Czarny Dunajec, Białka Tatrzańska, Stryj, Opora. Zbiorniki te mają służyć przede wszystkim ochronie przeciwpowodziowej, w związku z czym przewidziano realizację inwestycji ze środków skarbu państwa oraz krajowego funduszu galicyjskiego. W monografii [1] wymienia się 5 najbardziej zaawansowanych projektów na rzekach: Soła, Skawa i Czarny Dunajec. Wśród innych przedsięwzięć zwracają uwagę projekty elektrowni wodnych w Barcicach na Popradzie wg propozycji K. Pomianowskiego i J. Bodaszewskiego, w Myczkowcach na Sanie wg propozycji K. Pomianowskiego i w Jazowsku na Dunajcu wg projektu technicznego G. Narutowicza. Na dwa ostatnie zakłady wodne wydane zostały koncesje wstępne. W efekcie intensywnych przygoto-

wań do inwestycji hydroenergetycznych na terenie Galicji pojawiły się też kolejne publikacje techniczne i podręczniki, których autorami byli m.in. K. Pomianowski i O. Nadolski. Z uwagi na warunki fizjologiczne i hydrograficzne, ale także inne przyczyny, najwolniejszy postęp studiów nad potencjałem hydroenergetycznym obserwowano na terenie zaboru rosyjskiego. Niemniej w ostatnim pięcioleciu przed pierwszą wojną światową prace takie zainicjowano również tutaj [1].

## W II RZECZPOSPOLITEJ

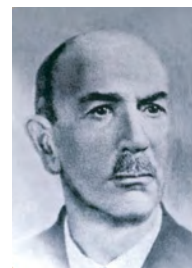
Początki energetyki wodnej w odrodzonej Rzeczypospolitej znaczą śmiertelne strzały polskiego nacjonalisty wymierzone 16 grudnia 1922 roku w profesora Gabriela Narutowicza – wybitnego hydrotechnika, a zarazem pierwszego prezydenta II Rzeczypospolitej [8]. Prof. G. Narutowicz porzucił Katedrę Budownictwa Wodnego w Zurychu, by służyć odrodzonej ojczyźnie. Na szczęście, rewolwer w rękę zamachowca nie unicestwił ambitnych zamierzeń dotyczących rozwoju gospodarczego kraju.

Rozwój krajowej energetyki wodnej w okresie międzywojennym jest w dużej mierze zasługą tak wybitnych postaci, jak prof. Karol Pomianowski (rys. 3) oraz inż. Alfons Hoffmann (późniejszy profesor Politechniki Gdańskiej, (fot. 3).

Fot. 4 Ujęcie wody EW Żur



Fot. Janusz Steller



Rys. 3 Prof. Karol Pomianowski (1874-1948)

Źródło: J. Piłatowicz „Profesorowie Politechniki Warszawskiej w dwudziestoleciu międzywojennym”



Fot. 3 Prof. Alfons Hoffmann (1885-1963)

Źródło: „Prof. Alfons Hoffmann - Pionier i współtwórca polskiej elektroenergetyki”, SEP-Oddział Bydgoski, 2008

To właśnie inż. A. Hoffmann pokierował wznowionymi w roku 1920 pracami przy budowie elektrowni wodnej Gródek na Wdzie. Inwestorem było Starostwo Krajoje w Toruniu. Po uruchomieniu ostatniego hydrozespołu w sierpniu 1927 roku moc instalowana elektrowni wyniosła 3,9 MW. Elektrownia Gródek stała się na krótko największą elektrownią wodną w Polsce. Już w roku 1924 elektrownię przekształcono w spółkę akcyjną Pomorska Elektrownia Krajowa Gródek z większościowym udziałem samorządu wojewódzkiego i inż. A. Hoffmannem na stanowisku dyrektora. Spółka zajmowała się nie tylko budową elektrowni,

ale przede wszystkim szeroko rozumianą elektryfikacją Pomorza. Celem zapewnienia odpowiedniego popytu na energię elektryczną zdecydowano się na uruchomienie fabryki grzejników i innych odbiorników elektrycznych. W śmiałych planach dyrektora A. Hoffmanna znalazła się budowa sieci elektroenergetycznej obejmującej województwa pomorskie, poznańskie, częściowo warszawskie i łódzkie, a także uruchomienie dużej elektrowni cieplnej na Śląsku i połączenie jej z resztą kraju linią przesyłową 200 kV [9].

W roku 1927 spółka przystąpiła do budowy kolejnej elektrowni na Wdzie. Elektrownia Żur (fot. 4) została wyposażona w dwie turbiny Kaplana firmy JM Voith o mocy 4,4 MW każda. Roboty ziemne rozpoczęto w czerwcu 1928, a już 20 grudnia następnego roku elektrownia została uruchomiona w obecności prezydenta I. Mościckiego. Do końca okresu międzywojennego pozostała największą polską elektrownią wodną. Tempo budowy EW Żur było imponujące. Z różnych powodów inne duże inwestycje hydroenergetyczne nie zostały ukończone przed wybuchem II wojny światowej lub pozostały w stadium studiów projektowych. Rozpoczęta w lutym 1914 roku budowa zapory w Porąbce na Sole została wznowiona w roku 1921 wg nowego projektu opracowanego przez prof. G. Narutowicza. Wskutek poważnych trudności finansowych budowę zapory ukończono dopiero w roku 1936, a do budowy elektrowni przystąpiono w okresie powojennym.

Nieszczęśliwa okazała się budowa EW Myczkowce wg projektu opracowanego pod kierunkiem lwowskich profesorów M. Matakiewicza i K. Pomianowskiego. W roku 1923 zabrakło środków na kontynuację inwestycji, co skutkowało jej zatrzymaniem na ponad 30 lat. Budowę wznowiono dopiero w 1956 roku. W międzyczasie podwyższono projektowany spad do 22 m, a moc instalowaną – do 8,2 MW.

Największą inwestycją hydroenergetyczną Polski międzywojennej była elektrownia Rożnów (fot. 1). Pierwszy jej projekt opracował w latach I wojny światowej prof. K. Pomianowski. Był on też autorem kolejnych dwóch projektów. Rozpoczęte w 1926 r. badania geologiczne potwierdziły dobre warunki dla budowy

zapory. Ostateczną decyzję w tej sprawie podjęto jednak dopiero po katastrofalnej powodzi w 1934 roku. Rozpoczęte w 1935 prace – z zaporą ciężką wg projektu inż. Z. Żmigrodzkiego – planowano zakończyć w roku 1940. Budowę kierował inż. Z. Śliwiński we współpracy z późniejszymi profesorami – E. Czetwertyńskim i W. Balcerskim. Wybuch wojny spowodował przerwanie robót i straty związane ze sływem lodów i powodzią. Jesienią 1940 roku prace wznowiono – głównie siłami polskiej kadry i załogi pracującej pod niemieckim kierownictwem. Zgodnie z założeniami elektrownię wyposażono w 4 hydrozespoły z turbinami Kaplana firmy Escher Wyss o mocy po 12,9 MW. Ostatni hydrozespół oddano do eksploatacji w maju 1943 roku. Na szczęście nie powiodły się plany wysadzenia zaminowanej już zapory w trakcie odwrotu sił niemieckich w 1945 roku. Doszło jedynie do demontażu regulatorów wszystkich turbin. W ciągu kilkunastu godzin po wyzwoleniu wydobyto z kanału odpływowego regulatory 2 turbin i po ich ponownym zamontowaniu wznowiono pracę elektrowni. W roku 1946 firma Escher Wyss dostarczyła regulatory dla turbin pozostałych i elektrownia odzyskała pełną moc zainstalowaną 50 MW.

Wojna przerwała również rozpoczętą w roku 1938 roku budowę stopnia wyrównawczego dla EW Rożnów w Czchowie. W latach 1940-44 prace kontynuowała niemiecka firma „Beton und Minierbau AG”. Wznowiono je w roku 1945. Przewidziane na koniec 1948 roku zakończenie budowy części hydrotechnicznej trzeba było przesunąć o blisko rok wskutek katastrofalnej powodzi, która spowodowała częściowe rozmycie zapory i zniszczenie zaplecza budowlanego. Budowę elektrowni o łącznej mocy zainstalowanej 8 MW zakończono 6 lat później uruchomieniem drugiego z dwóch hydrozespołów z turbinami Kaplana.

Z przeprowadzonej inwentaryzacji wynika, że na początku lat trzydziestych XX w. czynnych było w Polsce 6536 siłowni wodnych o łącznej mocy 167 MW. Dane te obejmują 253 elektrowni o łącznej mocy 21 MW. Przeważały małe siłownie, w których nierzadko instalowano niskospadowe turbiny Francisa krajowych producentów Kryzel & Wojakowski z Radomska oraz Weigt z Łodzi. Po wojnie produkcja firmy Kryzel & Wojakowski była kontynuowana z przerwami w Fabryce Maszyn Radomsko

przemianowanej później na Fabrykę Osi Napędowych. Ostatecznie zaprzestano jej na początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego stulecia.

Trudny okres Wielkiego Kryzysu i zbyt krótki czas intensywnego rozwoju gospodarczego Polski po roku 1935 sprawiły, że do wybuchu II wojny światowej moc zainstalowana w polskich elektrowniach wodnych niewiele wzrosła od początku lat trzydziestych. Tym bardziej nie było możliwości urzeczywistnienia wielu planów wykraczających poza przerwane wojną inwestycje. Plany te oparte były o wiele studiów, wg których potencjał hydroenergetyczny rzek II Rzeczypospolitej oceniono na 11,15 TWh/rok. Na tej podstawie wskazano 130 lokalizacji elektrowni wodnych, które uznano za szczególnie korzystne, a następnie opracowano 30-letni program inwestycji hydroenergetycznych. Program ten przewidywał budowę 34 elektrowni wodnych o łącznej mocy 479 MW i produkcji rocznej 1,9 TWh. Oprócz wymienionych wcześniej obiektów, program obejmował m.in. budowę elektrowni Solina oraz elektrowni na Wiśle. Zupełnie niezależnie rozważano budowę elektrowni pompowych w rejonie Zawoi w Beskidach oraz Mąchocic na Kielecczyźnie.



dr Janusz Steller  
Instytut Maszyn Przepływowych PAN  
Towarzystwo Elektrowni Wodnych

#### Literatura:

1. Spoz J.: 100 lat energetyki wodnej na ziemiach polskich. Towarzystwo Elektrowni Wodnych, sierpień 1998
2. Encyklopedia Gdańska, Fundacja Gdańska, 2012
3. Powstanie i pierwsze zastosowanie na świecie turbin wodnych Girarda, <http://mew.pl/wydarzenia/turbiny-girarda/>
4. Raabe J.: Hydraulische Maschinen und Anlagen. Zweite Auflage. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1989
5. Gschwandtner M.: Gold aus den Gewässern. Viktor Kaplans Weg zur schnellsten Wasserturbine. GRIN Verlag, 2. Auflage, Salzburg 2011
6. Pussel H., Pester K.: Das Boberkraftwerk, Siemens-Zeitschrift, Bd.18, Dez.1938, H.12, S.515-528
7. Cardinal von Widdern H.: Die Rohrturbine, Escher Wyss Mitteilungen, 1953, S. 22-33
8. Nyczanka M.: Gabriel Narutowicz – patron zbiorników i elektrowni w Pieninach. Gospodarka Wodna 8, 2007, s. 329-330
9. Domżałski T. (red.): Profesor Alfons Hoffmann 1855-1963. Pionier i współtwórca polskiej elektroenergetyki. Stowarzyszenie Elektryków Polskich – Oddział Bydgoski, Bydgoszcz 2008



Fot. Elektrownia Wodna Dęba.  
Źródło: Jnausz Steller

## Z dziejów energetyki wodnej na ziemiach polskich – część II

**Historia Kępy Młyńskiej na Odrze w Brzegu stanowi ciekawy przykład transformacji funkcjonalnej od rekreacji po energetykę. W artykule dokonano przeglądu historycznego wykorzystania tego terenu oraz przedstawiono transformację w kierunku nowoczesnej infrastruktury energetycznej.**

**W** przededniu tragicznego września 1939 roku na przyznanych później Polsce terenach III Rzeszy funkcjonowały już liczne zawodowe elektrownie wodne. Liczba i moc elektrowni na terenie II Rzeczypospolitej była znacznie mniejsza, lecz od 4 lat trwała budowa EW Rożnów (50 MW). Rozpoczęto też budowę stopnia Czchów z elektrownią o mocy 8 MW. Po wyjściu z wielkiego kryzysu rozwój gospodarczy kraju nabrał tempa i w planach były już kolejne projekty hydroenergetyczne.

### W POLSKIEJ RZECZPOSPOLITEJ LUDOWEJ

Krótko przed zakończeniem II wojny światowej moc zainstalowana w elektrowniach wodnych, które w następstwie wojny znalazły się na terytorium państwa polskiego, przekraczała 250 MW. Około 50 % tej mocy pochodziło z dwóch dużych elektrowni: EW Rożnów (50 MW) i EW Dychów (75 MW). Zniszczenia infrastruktury hydrotechnicznej

energetyki wodnej okazały się niewielkie. Niemniej, w wyniku demontażu niektórych urządzeń przez wycofujące się siły niemieckie, dewastacji niektórych obiektów w trakcie i bezpośrednio po działaniach wojennych, a przede wszystkim wskutek akcji reparacyjnej podjętej przez władze radzieckie na zajętych terytoriach III Rzeszy, w roku 1945 moc ta uległa radykalnemu zmniejszeniu. Największy uszczerbek wynikał ze skutecznego unieruchomienia 2 hydrozespołów EW Rożnów przez siły niemieckie oraz z wywiezienia wszystkich hydrozespołów EW Dychów na terytorium Związku Radzieckiego. O ile odzyskanie pełnej mocy EW Rożnów wymagało tylko zainstalowania 2 nowych regulatorów turbin, co nastąpiło już w roku 1946, o tyle wznowienie pracy EW Dychów okazało się możliwe dopiero po usunięciu zniszczeń i instalacji podstawowego wyposażenia technologicznego. W pierwszym okresie (1946-1949) odbudową kierował inż. A. Hoffmann [9]. Ostatecznie w elektrowni zainstalowano turbiny i generatory wykonane odpowiednio w zakładach LMZ oraz Elektrosiła w Leningradzie (dziś: St. Petersburg).

W latach 1951-52 uruchomiono hydrozespoły nr 1 i 3, zaś w roku 1961 – hydrozespoły nr 2. Rok później, na drugim końcu Polski, uruchomiono EW Myczkowce (8 MW).

Można przyjąć umownie, że uruchomienie ostatniego hydrozespołu EW Dychów zakończyło nie tylko okres odbudowy energetyki wodnej na terenie powojennej Polski, ale także realizacji inwestycji przerwanych wskutek działań wojennych. Łączna moc zainstalowana elektrowni wodnych osiągnęła wartość 311 MW, z czego 79,5 MW przypadało na EW Dychów. Uruchomiono też szereg zupełnie nowych obiektów, w tym EW Wały na Odrze (9,7 MW) oraz EW Smukała (4 MW) i Koronowo (26 MW) na Brdzie. Projektowaniem dwóch pierwszych obiektów zajmowało się Warszawskie Biuro Projektów Siłowni Wodnych. Elektrownie Myczkowce, Koronowo i uruchomioną w 1962 roku EW Trzyczyn na Brdzie projektowało BSiPE ENERGOPROJEKT z Warszawy. Od pierwszej połowy lat pięćdziesiątych trwała też budowa stopni wodnych z elektrowniami w Dąbiu na Wiśle oraz w miejscowości Dęba na Narwi.

<sup>1</sup> Steller J.: Z dziejów energetyki wodnej na ziemiach polskich – część 1., *Energetyka Wodna*, 4/2013, s. 31-35.

Stopnie zostały zaprojektowane przez Biuro Projektów Siłowni Wodnych i warszawski „Energoprojekt”. Dostawcą turbin wodnych na początku lat 50. XX w. była firma Voith St Pölten z Austrii okupowanej wówczas przez wojska radzieckie. Później rolę tę przejmują firmy Ganz Mavag (Węgry) i ČKD Blansko (Czechosłowacja). Ta ostatnia firma utrzymała pozycję wiodącego dostawcy na rynku polski aż do transformacji ustrojowej.

Na początku lat 60. XX w. daleko zaawansowane były kompleksowe studia nad dalszym rozwojem energetyki wodnej w Polsce. Do najważniejszych należą prace zespołu prof. A. Hoffmanna, pod którego kierunkiem opracowano „teoretyczny i techniczny kataster sił wodnych Polski”. Opracowaniem objęto wszystkie rzeki lub ich odcinki o potencjale jednostkowym przekraczającym 100 kW/km. Uzyskany wynik wskazywał na potencjał teoretyczny 23 TWh/rok oraz potencjał techniczny bliski 12 TWh/rok. Około połowa tego potencjału (6177 GWh/rok) okazuje się być związana z Wisłą, duży potencjał reprezentują też jej dopływy prawobrzeżne, w tym Dunajec (814 GWh/rok), San (714 GWh/rok) i Bug (309 GWh/rok). Potencjał hydroenergetyczny Odry jest zdecydowanie niższy od potencjału Wisły i wynosi około 10% potencjału krajowego (1273 GWh/rok). Niektórzy specjaliści uważają, że w ciekach nieuwzględnionych w katastrze tkwi potencjał techniczny wynoszący 1,7 TWh/rok. Autorowi nie są jednak znane prace dokumentujące tę ocenę.

Niezależnie od prac nad oceną potencjału hydroenergetycznego Polski prowadzone były też zaawansowane studia projektowe dotyczące konkretnych przedsięwzięć. Już w roku 1945 przedstawiono koncepcję zabudowy Wisły 41 stopniami wodnymi o łącznej mocy 1203 MW i produkcji rocznej 5244 GWh [10], a w latach 1956-57 CBSiPBW Hydroprojekt - działając we współpracy z PAN - przygotowało koncepcję Kaskady Dolnej Wisły obejmującą wraz ze stopniem Warszawa Północ 9 stopni o łącznej mocy 820 MW [11]. To samo biuro opracowało w latach 50. XX w. projekt Kaskady Dolnego Bugu, na podstawie którego zrealizowano tylko stopień Dęba na odcinku końcowym, uznawanym dziś za część Narwi. W tym samym czasie opracowano też projekty koncepcyjne kaskady Sanu, która – łącznie z Soliną i Myczkowcami – miała liczyć 17 stopni, oraz kaskady Wisłoka, składającej się z 10 stopni [12, 13].

A w roku 1960 rozpoczęły się prace przy budowie EW Solina z najwyższą w Polsce zaporą o wysokości 81,8 m.

Dziesięciolecie między rokiem 1961 a 1971 to okres burzliwego rozwoju polskiej energetyki wodnej, charakteryzujący się podwojeniem jej mocy zainstalowanej w elektrowniach pracujących na dopływie naturalnym oraz uruchomieniem pierwszej klasycznej elektrowni pompowej (rys. 4). Do ważnych obiektów uruchomionych w tym czasie należą EW Myczkowce na Sanie (8 MW), EW Dęba na Narwi (20 MW) i EW Tresna

*Dziesięciolecie między rokiem 1961 a 1971 to okres burzliwego rozwoju polskiej energetyki wodnej, charakteryzujący się podwojeniem jej mocy zainstalowanej w elektrowniach pracujących na dopływie naturalnym oraz uruchomieniem pierwszej klasycznej elektrowni pompowej.*

na Sole (21 MW). Okres ten kończą uruchomienia największych polskich elektrowni wodnych pracujących na dopływie naturalnym - EW Solina na Sanie (136 MW) w roku 1969 [12] i EW Włocławek na Wiśle (160,2 MW) w roku 1970 – oraz pierwszej klasycznej elektrowni pompowej zlokalizowanej w miejscowości Żydowo na Pomorzu (150 MW) w roku 1970.

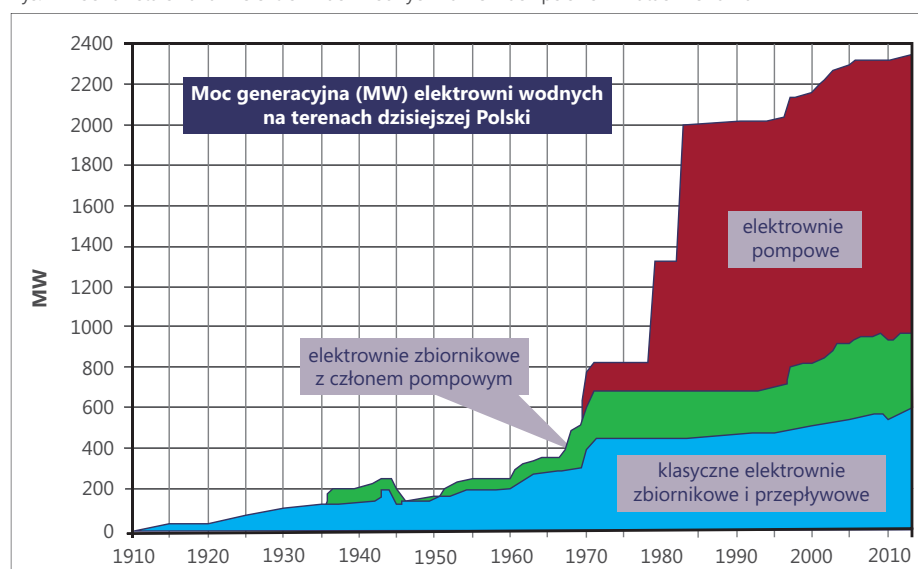
Dokumentacja projektowa zapory i elektrowni w Solinie została opracowana w BSiPE ENERGOPROJEKT w Warszawie, który przejął zlikwidowane w 1958 roku Warszawskie

Biuro Projektów Siłowni Wodnych. Budowę stopnia prowadziło przedsiębiorstwo ZEW Solina-Myczkowce w Budowie z inż. Michałem Chwiejem jako dyrektorem. Prototypowe pompoturbiny (2 x 20 MW) oraz klasyczne turbiny wodne Francisa (2 x 48 MW) zostały dostarczone przez firmę ČKD Blansko. Hydrogeneratory pochodziły z dostawy Škoda Pilzno.

Dokumentacja stopnia wodnego Włocławek (fot. 6) opracowana została przez HYDROPROJEKT Warszawa-Włocławek we współpracy z biurami projektowymi ENERGOPROJEKT i TRANSPROJEKT. Inwestorem był Centralny Urząd Gospodarki Wodnej, w imieniu którego inwestycję poprowadził Zarząd Inwestycji Budowy Kaskady Dolnej Wisły we Włocławku. Elektrownię wyposażono w 6 hydrozespołów z turbinami Kaplana produkcji Charkowskich Zakładów Turbinowych (ChTZ) oraz generatorami z dostawy Uralelektrotiazmasz w Swierdłowsku (dziś: Niżnyj Nowgorod).

Projektując elektrownię pompową Żydowo wykorzystano dogodnie położenie jezior Kwiecko i Kamienne na środkowym Pomorzu. Jeziora te wykorzystano w charakterze naturalnych zbiorników elektrowni zapewniających spadek około 80 m. Elektrownię wyposażono w dwa hydrozespoły odwracalne o mocy po 50 MW i jeden hydrozespół z klasyczną turbiną Francisa tej samej mocy. Podobnie, jak w przypadku Soliny, dostawcą maszyn hydraulicznych było ČKD Blansko, zaś hydrogeneratorów - Škoda Pilzno. Po kryzysie politycznym z grudnia 1970 r. i przejęciu władzy przez ekipę Edwarda Gierka polityka gospodarcza Polski uległa

Rys. 4 Moc zainstalowana w elektrowniach wodnych na ziemiach polskich w latach 1910-2012



Źródło: opracowanie własne



FOT. 6 EW WŁOCŁAWEK

Źródło: ENERGA Wytwarzanie Sp. z o.o.

zmianie. Rozpoczął się okres ekstensywnego rozwoju kraju i szybkiego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, co w końcu doprowadziło do deficytu mocy w sieci. Stało się tak, mimo podjęcia poważnych inwestycji w energetyce ciepłej, którą zamierzano rozwijać nie tylko w oparciu o krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego, ale również o technologię jądrową. Zdając sobie sprawę z ograniczonego potencjału hydroenergetycznego kraju, uznano od początku, że rola energetyki wodnej w systemie elektroenergetycznym polegać będzie przede wszystkim na usługach systemowych, a zwłaszcza na utrzymaniu stałej częstotliwości i napięcia sieci poprzez kompensację fluktuacji obciążenia w dolinach nocnych i w godzinach szczytu oraz na zapewnieniu rezerwy mocy w sytuacjach awaryjnych. W istniejących okolicznościach oznaczało to celowość podjęcia budowy kolejnych z 10 planowanych elektrowni szczytowo-pompowych. W rezultacie doprowadzono do uruchomienia elektrowni Porąbka-Żar (500 MW) w Beskidzie Małym, doprowadzono budowę EW Żarnowiec (680 MW) na Pomorzu Gdańskim do fazy końcowej oraz poważnie zaawansowano budowę EW Młoty (750 MW) w pobliżu Bystrzycy Kłodzkiej. Kierując się głównie koniecznością zapewnienia ochrony przeciwpowodziowej już w roku 1971 podjęto decyzję o budowie zbiornika wodnego w pobliżu Czorsztyna na Dunajcu z elektrownią pompowo-szczytową zgodnie z założeniami zatwierdzonymi rok wcześniej przez Centralny

Urząd Gospodarki Wodnej. Przygotowania do budowy kolejnego stopnia na Dolnej Wiśle podjęto dopiero pod koniec dekady po zatwierdzeniu opracowanego w latach 1963-72 programu pn. „Projekt kompleksowego rozwoju systemu wodnego rzeki Wisły” (tzw. program Wisła). W ramach tego projektu oraz późniejszych studiów HYDROPROJEKTU i ENERGOPROJEKTU zakładano budowę 20 do 25 elektrowni w trzech kaskadach o łącznej mocy 2040 MW i produkcji rocznej 6142 GWh. W pierwszym rządzie przewidywano budowę Kaskady Dolnej Wisły z 8 stopniami o łącznej mocy

*Po zakończeniu budowy EW Żarnowiec w 1983 roku nastąpił dla tzw. wielkiej energetyki wodnej kilkusetletni okres застоju.*

zainstalowanej 1339 MW i produkcji rocznej 4 293 GWh [14]. Kaskada miała tworzyć strukturę wielozadaniową służącą celom energetycznym (zwłaszcza regulacji sieci podczas pracy w systemie przewalowym), transportowi rzeczemu, ochronie przeciwpowodziowej i retencji wody. Równolegle przewidywano budowę licznych oczyszczalni ścieków wzdłuż rzeki oraz rozważano budowę elektrowni ciepłych przy powstałych zbiornikach z możliwością zaopatrzenia w paliwo drogą wodną. Kaskada miała być inwestycją samofinansującą się z przychodów przynoszonych przez wybudowane już

stopnie. Celem realizacji inwestycji powołano przedsiębiorstwo ZEW Dolna Wisła w Budowie z inż. Stanisławem Cicholskim, jako jej dyrektorem naczelnym. Zakładano, że elektrownia przy każdym kolejnym stopniu wyposażona będzie w 6 hydrozespołów rurowych. Rozważano zarówno dostawy z firm Escher Wyss, Voest Alpine i Neyrpic<sup>2</sup>, jak i uruchomienie produkcji licencyjnej w zakładach ZAMECH w Elblągu [14].

Spośród wszystkich tych ambitnych zamierzeń, w dekadzie gierkowskiej udało się doprowadzić do końca jedynie budowę elektrowni pompowej Porąbka-Żar (fot. 7). Jest to do dziś elektrownia o najwyższym w Polsce spadzie (440 m), z halą maszyn w kawernie wydrążonej w masywie góry Żar, na której szczycie zbudowano zbiornik górny. Zbiornikiem dolnym jest Jezioro Międzybrodzkie utworzone przez spiętrzenie wód Soły zaporą w Porąbce. Elektrownię wyposażono w 4 pompoturbiny konstrukcji nieistniejącej już firmy brytyjskiej Boving (wyprodukowane we współpracy z ČKD Blansko) oraz silnikogeneratory produkcji General Electric i DOLMEL Wrocław.

Liczne błędy, a przede wszystkim woluntarystyczne zarządzanie wielkimi inwestycjami i procesami gospodarczymi, doprowadziły w drugiej dekadzie lat siedemdziesiątych

<sup>2</sup> Wszystkie te firmy działają dziś pod innymi nazwami. Po licznych transformacjach dwie pierwsze wchodziły w skład grupy Andritz Hydro, zaś ostatnia tworzy trzon hydroenergetyczny grupy Alstom.

XX w. do nadmiernego zadłużenia kraju i narastającego niedoboru dóbr konsumpcyjnych. Efektem był wybuch niezadowolenia społecznego w roku 1976 i powstanie zorganizowanych struktur opozycji demokratycznej, dążącej do zmiany ustrojowej. Bezpośrednią konsekwencją doniosłych wydarzeń sierpnia 1980 roku okazało się nie tylko odsunięcie ekipy Edwarda Gierka od władzy, ale również wyhamowanie wielu procesów inwestycyjnych, w tym – dalszego rozwoju zawodowej energetyki wodnej. W ramach tych działań wstrzymano zarówno budowę EW Młoty, jak i realizację programu „Wisła”.

Budowa EW Żarnowiec była w tym czasie już na tyle zaawansowana, że rok później można było rozpocząć pierwsze próby ruchowe, a w roku 1983 oddać cały obiekt do eksploatacji. Elektrownia wyposażona została w cztery pompoturbiny produkcji ČKD Blansko oraz silnikogeneratory produkcji Elektrotiazmasz z Charkowa. Obiekt usytuowano na południowo-wschodnim skraju Jeziora Żarnowieckiego stanowiącego jednocześnie zbiornik wody dolnej elektrowni. Zbiornik górny o powierzchni 135 ha usytuowano na szczycie sąsiadującego z jeziorem wzgórza morenowego. Priorytetowe znaczenie tej inwestycji wynikało nie tylko z dużego zapotrzebowania na moc regulacyjną i interwencyjną pod koniec lat 70. XX w., ale również z budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, prowadzonej po przeciwnej stronie jeziora. Elektrownia jądrowa i wodna miały tworzyć zespół, w którym EW Żarnowiec byłaby członem regulacyjnym. Jak wiadomo, mimo poniesionych nakładów finansowych i włożonego wysiłku, od budowy elektrowni jądrowej odstąpiono na początku lat 90. XX w. pod silnym naciskiem organizacji proekologicznych, które już wtedy dawały znać o swoich wpływach.

Po zakończeniu budowy EW Żarnowiec nastąpił dla tzw. wielkiej energetyki wodnej kilkunastoletni okres zastoju, w którym przy dużych trudnościach finansowych i silnym sprzeciwie ujawniających się stopniowo organizacji proekologicznych prowadzono tylko budowę zespołu zbiorników Czorsztyn-Niedzica (fot.8). Realizowano w ten sposób zamierzenia sięgające jeszcze czasów prof. G. Narutowicza. Ostatecznie ruch elektrowni przeprowadzono w roku 1996, a w połowie 1997 roku oddano do eksploatacji zespół zbiorników łącznie



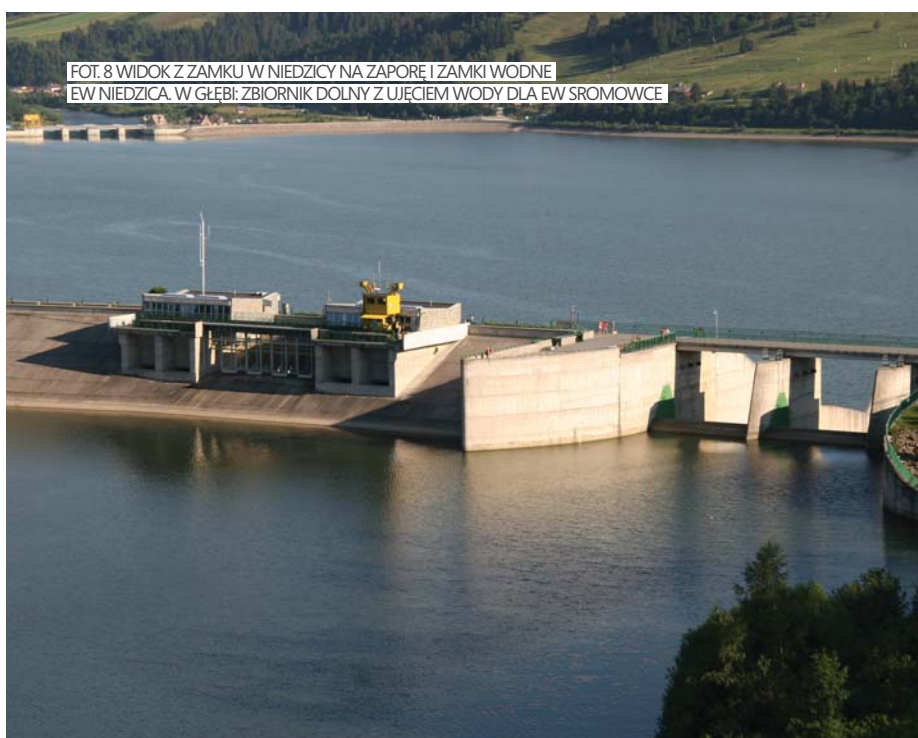
FOT. 7 ZBIORNIK GÓRNY ELEKTROWNI POMPOWEJ PORĄBKA-ŻAR

Źródło: PGE Energia Odnawialna S.A.

z wszystkimi urządzeniami towarzyszącymi. Ponieważ wydarzeniu temu towarzyszyło przejście fali kulminacyjnej wody tysiącletniej, wyrażano opinię, że inwestycja ta spłaciła się w ciągu jednego dnia chroniąc dolinę Dunajca przed niespotykaną dotąd powodzią. Elektrownia Wodna Niedzica została wyposażona w 2 hydrozespoły o mocy po 46 MW z pompoturbinami typu Deriaza zamówionymi jeszcze w 1978 roku w firmie ČKD Blansko oraz silnikogeneratorami pochodzącymi z dostawy Škoda Pilzno. Obiekt pozostaje do dziś ostatnią dużą elektrownią

wodną zbudowaną w powojennej Polsce. Liczba klasycznych elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MW pozostaje niezmienną od roku 1970 (tabela 1).

Mimo zatrzymania programu „Wisła” oraz programu budowy kolejnych elektrowni pompowych, związane z nimi zagadnienia stały się w latach osiemdziesiątych XX w. przedmiotem studiów w ramach programów badawczo-rozwojowych PR-8 oraz CPBR 5.1 pod wspólną nazwą „Kompleksowy rozwój energetyki”. Liczono wciąż



FOT. 8 WIDOK Z ZAMKU W NIEDZICY NA ZAPORĘ I ZAMKI WODNE EW NIEDZICA. W GŁĘBI: ZBIORNIK DOLNY Z UJĘCIEM WODY DLA EW SROMOWCE

Fot. J. Bühler

jeszcze na wznowienie budowy Kaskady Dolnej Wisły. Do roku 2020 przewidywano też budowę 5 elektrowni pompowo-szczytowych o łącznej mocy 4490 MW (EW Młoty, Rożnów II, Kadyny, Niewistka, Sobel) [15]. Zbiornikami dolnymi dla elektrowni Rożnów II (700 MW) i Sobel (1000 MW) miały być jeziora zaporowe na Dunajcu, gdzie planowano również uruchomienie elektrowni klasycznej Dunajec III o mocy 150 MW. Elektrownia Niewistka (700 MW) miała korzystać z jeziora zaporowego kaskady Sanu, zaś zbiornikiem wody dolnej dla elektrowni Kadyny (1040 MW) miał być Zalew Wiślany. W pracach nad tymi i innymi projektami lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX w. aktywnie uczestniczyli przedstawiciele warszawskiego ENERGOPROJEKTU – Ryszard Malinowski, Mieczysław Przekwas, Andrzej Sowiński, Edward Binkiewicz i inni.

Jak wiadomo, poza EW Niedzica żadna z wielkich inwestycji rozpatrywanych jeszcze na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych ub. wieku nie doczekała się realizacji, a podejmowana przez koncern ENERGA próba budowy pojedynczego stopnia poniżej zapory we Włocławku napotyka dziś z jednej strony zdecydowany opór ze strony pozarządowych organizacji proekologicznych i wspierających je mediów (również publicznych), a z drugiej - brak należytego wsparcia ze strony rządowej. Zwraca uwagę odmienne stanowisko społeczności lokalnych, silnie zainteresowanych ożywieniem gospodarczym w dolinie Wisły.

Ten nieswoły obraz stagnacji rozświetlają w ograniczonej mierze kroki podjęte celem odtworzenia oraz rozwoju sektora małej energetyki wodnej, a zwłaszcza jego części

niepublicznej. W następstwie ogólnostanowowego kryzysu energetycznego pierwszej połowy lat siedemdziesiątych XX w., a następnie deficytu mocy w krajowej sieci elektroenergetycznej, już w roku 1974 zaniechano zamykania małych zawodowych elektrowni wodnych, których eksploatacja okazywała się nierentowna. Jednym z argumentów były druzgocące skutki wyłączeń zasilania elektrycznego dobrze rozwijających się ferm drobiu i ogrodnictw zlokalizowanych często na peryferyjnych obszarach sieci. W drugiej połowie lat siedemdziesiątych XX w. zagadnienia małej energetyki wodnej pojawiły się w centralnie sterowanych międzyresortowych programach badawczo-rozwojowych, a w roku 1981 zapalone zostało „zielone światło” dla rozwoju niepublicznego sektora MEW w postaci uchwały Rady Ministrów nr 192 „w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej” [16]. Wiadomo, że inicjatorem tej uchwały był ówczesny specjalista ds. energetyki wodnej w Ministerstwie Górnictwa i Energetyki, mgr inż. Marian Hoffmann, syn niezjącego już prof. A. Hoffmanna oraz założyciel i długoletni prezes Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. Efektem zmiany nastawienia władz centralnych do rozwoju MEW było wprowadzenie do programu rządowego PR-8 prac nad inwentaryzacją stopni wodnych nadających się do wykorzystania energetycznego. Inwentaryzację taką przeprowadziło w latach 1980-1983 BSPIE ENERGOPROJEKT [15,17]. W jej rezultacie wytypowano 1026 istniejących i planowanych stopni piętrzących pozwalających na instalację małych elektrowni wodnych o łącznej mocy 200 MW i produkcji rocznej około 1000 GWh. Do programu PR-8, a następnie CPBR 5.1 wprowadzono również

kompletację typowego wyposażenia elektromechanicznego MEW. Prace obejmowały wdrożenie do produkcji krajowej nowych typoszeregów turbin przeznaczonych dla małej energetyki wodnej, a także urządzeń pomocniczych. Ostatecznie opracowano m.in. 2 typoszeregi turbin o przepływie poprzecznym (Banki-Michella) i 3 typoszeregi turbin rurowych [18]. Kolejne konstrukcje powstawały w ramach projektów badawczych realizowanych już po transformacji ustrojowej w latach 1989-1991. Wśród licznych zaangażowanych ośrodków naukowych i badawczo-rozwojowych wymienić należy w pierwszym rzędzie Instytut Energetyki, Politechnikę Gdańską i Instytut Maszyn Przepływowych PAN, na których spoczywały również obowiązki koordynacyjne. Z ośrodkami tymi współpracowały między innymi GBPISE ENERGOPROJEKT, przedsiębiorstwa energetyki zawodowej oraz związane z energetyką przedsiębiorstwa, takie jak ZRE Gdańsk, DOZAMET Nowa Sól, EMIT Żychlin, ELMOR Gdańsk, DOLMEL Wrocław, OBR CHEMKOP. Ze strony resortu energetyki prace nadzorował mgr inż. M. Hoffmann.

Efekty podjętych wysiłków nie od razu były widoczne. W ciągu 40 lat warunki ekonomiczne, a zwłaszcza niska cena energii elektrycznej, oraz państwowa doktryna o wyższości własności uspołecznionej nad własnością prywatną doprowadziły praktycznie do likwidacji zdecydowanej większości prywatnych zakładów hydroenergetycznych. Z 6330 zakładów czynnych jeszcze w roku 1953, na początku lat 80. XX w. użytkowano jedynie 300 obiektów, z których tylko kilkadziesiąt było wyposażonych w turbiny wodne. W 4 lata po wejściu w życie uchwały nr 192 czynnych było wciąż tylko 12 prywatnych elektrowni wodnych [17,18]. Turbiny pochodziły zwykle z odzysku, czasem były to turbiny Francisca porzucone dziesiątki lat wcześniej. Mimo to, już w roku 1990 było takich obiektów 67, a ponad 100 znajdowało się w budowie. Na straży interesów właścicieli i inwestorów stało powołane w 1988 roku Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW).

### W III RZECZPOSPOLITEJ

Transformacja ustrojowa przyniosła urealnienie cen energii i sprawiła, że na rynku pojawili się zagraniczni dostawcy wyposażenia elektrowni wodnych – wśród nich wytwórcy turbin i kompaktowych hydrozespołów rurowych dla sektora MEW: Mavel, Mecamidi, Gugler, Kössler, a niedawno także



FOT. 9 NISKOSPADOWA ELEKTROWNIA WODNA LUBOSZYCE WYPOSAŻONA W HYDROZESPOŁ ZĘ SRUBA ARCHIMEDESA

Fot. Janusz Steller

Gess. Obok funkcjonujących już od dłuższego czasu krajowych wytwórców turbin wodnych, takich jak ZRE Gdańsk, czy Wodel (niegdyś DOZAMET Nowa Sól), uaktywnili się i inni krajowi dostawcy, m.in. Gajek Engineering Group (GEG), MEW Sc, WTW, Dr Ząber, czy Hydrex. Firma GEG skutecznie dziś konkuruje z Mavelem, jako wiodącym dostawcą turbin rurowych. Wzrosła też liczba doświadczonych biur projektowych i firm oferujących budowę elektrowni „pod klucz”. Ostatnio do grupy liczących się krajowych dostawców hydrozespołów dla MEW dołączyła również Hydroergia oferująca niewielkie hydrozespoły rurowe typu straflo, z generatorami z magnesami trwałymi, pozwalającymi na pracę ze zmienną szybkością obrotową.

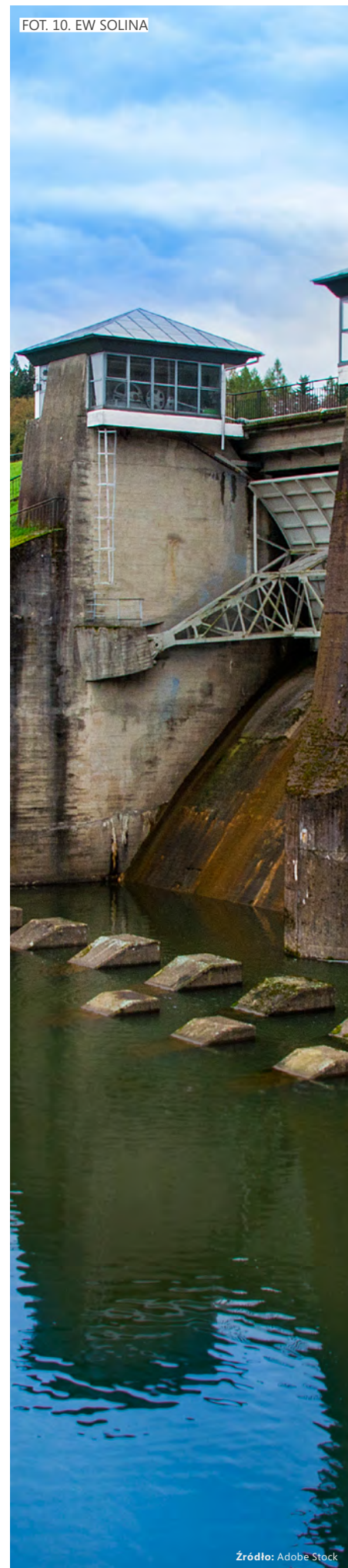
*Odejście od pracy szczytowej i podszczytowej oraz od pracy w systemie ARCzM w zdecydowanej większości polskich elektrowni wodnych, a także wysokie ceny zielonych certyfikatów, sprawiły, że podstawowym kryterium dla ustalania zasad prowadzenia ruchu stała się maksymalizacja produkcji energii elektrycznej.*

Już w 1995 roku liczba prywatnych elektrowni wodnych sięgnęła 235 instalacji, a moc zainstalowana wzrosła z 4,5 MW w roku 1991 do 17 MW w roku 1995, by osiągnąć wartość 44 MW z końcem dekad. Z czasem zaczęły pojawiać się obiekty o mocy sięgającej kilku megawatów. W pierwszej połowie lat 90. XX w. inwestycje modernizacyjne i odtworzeniowe, a następnie budowę nowych obiektów podjął również sektor publiczny. Szczególnie znaczące działania tego rodzaju przeprowadzono w latach 90. ub. wieku w Zespole Elektrowni Wodnych Dychów wchodzącym w skład spółki ESP SA (obecnie PGE Energia Odnawialna). W rezultacie już w tym czasie można obserwować systematyczny przyrost mocy zainstalowanej w klasycznych elektrowniach przepływowych i zbiornikowych (rys. 4). W latach 1995-2013 średnie tempo tego przyrostu wynosiło około 5,8 MW/rok. W drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych XX w., kiedy to oddano ostatecznie do eksploatacji zespół zbiorników Czorsztyn-Niedzica, doszło też do wznowienia procesów inwestycyjnych w tzw. wielkiej energetyce wodnej. Z powodu spadku zaintere-

sowania usługami systemowymi, a także bardzo już silnymi wpływami środowisk proekologicznych, sankcjonowanymi coraz bardziej rygorystycznymi regulacjami prawno-administracyjnymi, nie udało się już powrócić do żadnego z wielkich projektów wstrzymanych u progu lat osiemdziesiątych XX w. Siły i środki skierowano na modernizację z ewentualnym zwiększeniem mocy istniejących obiektów. Jeszcze w latach 90. ub. wieku w wielu elektrowniach przystąpiono do instalacji nowych układów nadzoru i sterowania. Podstawowe wyposażenie technologiczne, łącznie z układami przepływowymi maszyn hydraulicznych, zmodernizowano w latach następnych, m.in. w EW Rożnów, Żarnowiec, Myczkowce, Solina, Dębe, Dychów, Żur i w wielu innych. Dostawcami nowych układów przepływowych turbin i pompoturbin były: firma Escher Wyss występująca pod nazwą swoich kolejnych właścicieli (Sulzer, VATech, Andritz), grupa Voith Hydro, firmy powstałe z rozpadu dawnego ČKD Blansko (ČKD Strojirny i ČBE) oraz ZRE Gdańsk. W roku 2013 zakończono uroczyste modernizację ESP Żydowo. Równolegle, już od wielu lat prowadzone są modernizacje wielu mniejszych obiektów obejmujące bardzo często wymianę przestarzałych niskospadowych turbin Francisa na kompaktowe hydrozespoły z turbinami rurowymi. Hydrozespoły rurowe instalowane są również w większości nowych obiektów niskospadowych. Wyhodując naprzeciw rosnącym wymaganiom ekologicznym inwestorzy małych elektrowni tego rodzaju coraz częściej sięgają po rozwiązania niekonwencjonalne, w tym hydrozespoły ze śrubami Archimedesesa (fot. 9), a także hydrozespoły VLH produkowane przez francuską firmę MJ2<sup>3</sup> [19]. Jak wskazują liczne badania, oba rozwiązania są przyjazne dla ryb spływających w dół rzeki. Inwestycje poczynione w ciągu ostatniego dwudziestolecia sprawiły, że od przemiany ustrojowej moc zainstalowana w polskiej hydroenergetyce wzrosła o blisko 340 MW i pod koniec 2013 roku wynosiła blisko 2350 MW. Prawie cały ten przyrost związany jest z obiektami zaliczanymi do sektora OZE (Odnawialnych Źródeł Energii), lecz tylko 120 MW przypada na klasyczne elektrownie wodne. Przyrost mocy instalowanej w hydroenergetyce klasycznej wynika prawie całkowicie z inwestycji w nowe małe elektrownie wodne. Produkcja nor-

<sup>3</sup> Nazwa firmy pochodzi od imion twórców tej wysoce innowacyjnej i zaawansowanej technologicznie konstrukcji – Marca Leclerca i Jacquesa Fonkenella.

FOT. 10. EW SOLINA



Źródło: Adobe Stock

Tab.1 Krajowe elektrownie wodne o mocy powyżej 5 MW wg stanu na koniec 2013 roku<sup>4</sup>

Lp.	Elektrownia	Typ	Rzeka/ zb. naturalny	Rok uruchom.	Moc MW	Produkcja GWh	Właściciel/ Operator
1.	Żarnowiec	pompowa	Jezioro Żarnowieckie	1983 2009	680 716	1413 347,3	PGE EO
2.	Żar-Porąbka		Soła	1979	500	511 157,2	PGE EO
3.	Żydowo		J. Kwiecko/ J. Kamienne	1970-71 2013	152 162	172 45,9	Energa Wytwarzanie
4.	Solina	z członem pompowym	San	1969 2003	136 199	105 112,5	PGE EO
5.	Niedzica		Dunajec	1997	92	87,2	ZEW Niedzica SA
6.	Dychów		Bóbr	1936 2007	75 90	51 67,7	PGE EO
7.	Włocławek	klasyczna zbiornikowa/ przepływowa	Wisła	1970-71	160	847,1	Energa Wytwarzanie
8.	Rożnów		Dunajec	1941-43	50	148,3	Tauron Ekoenergia
9.	Koronowo		Brda	1960-61	26	46,8	ENEA Wytwarzanie
10.	Tresna		Soła	1967	21	29,6	PGE EO
11.	Dębe		Narew	1963	20	117,2	PGE EO
12.	Porąbka		Soła	1953	13	24,7	PGE EO
13.	Wały Śląskie		Odra	1958	9,7	45,7	Tauron Ekoenergia
14.	Myczkowce		San	1962	8,3	34,2	PGE EO
15.	Czchów		Dunajec	1951-54	8,1	40,0	Tauron Ekoenergia
16.	Żur		Wda	1929	8,0	12,3	ENEA Wytwarzanie
17.	Pilchowice I		Bóbr	1912	7,5	30,4	Tauron Ekoenergia
18.	Bielkowo	Radunia	1925	6,7	14,8	Energa Wytwarzanie	
Elektrownie pompowe razem					1378	550,4	
Elektrownie w sektorze OZE razem					719,3	1658,5	
Wszystkie elektrownie o mocy ponad 5 MW					2097,3	2208,9	

Źródło: Materiały TEW pozyskane w ramach projektu SHP STREAMMAP

<sup>4</sup> W kolumnie „rok uruchomienia” wskazano datę pierwszego rozruchu i ostatniej modernizacji związanej ze zwiększeniem mocy. W tabeli „produkcja” podano średnioroczną produkcję za okres 2007-2011, a w przypadku elektrowni pompowych – poprzedzono ją produkcją w roku 1989 [15]

malizowana [20] z dopływu naturalnego osiągnęła już w roku 2011 pułap 2400 GWh i była o blisko 1000 GWh wyższa niż na początku lat 90. ubiegłego stulecia (rys. 5). Chociaż w roku 2013 energia ta była wytwarzana w 784 elektrowniach wodnych, to co trzecia kilowatogodzina pochodziła z elektrowni wodnej we Włocławku. Znamienne jest, że tylko około 48 % wskazanego wyżej przyrostu produkcji rocznej można przypisać inwestycjom w sektorze MEW oraz uruchomieniu nowej dużej elektrowni w Niedzicy. Pozostała część przyrostu wynika z poprawy własności energetycznych modernizowanych bądź remontowanych urządzeń, a przede wszystkim ze zmiany sposobu prowadzenia ruchu w energetyce zawodowej. Uwidocznione w tabeli 1 wyniki produkcyjne wskazują, że zmiana ta nie ominęła również elektrowni pompowych.

Nie ulega wątpliwości, że ożywieniu w branży hydroenergetycznej, ale również w całym sektorze OZE sprzyjały dotąd regulacje noweli Prawa Energetycznego z roku 2004, wprowadzającej system zielonych certyfikatów, a także wysoki poziom opłaty zastępczej uiszczanej przez zobowiązane podmioty, które nie były w stanie nabyć certyfikatów celem ich umorzenia. Odejście od pracy szczytowej i podszczytowej oraz od pracy w systemie ARCzM w zdecydowanej większości polskich elektrowni wodnych, a także wysokie ceny zielonych certyfikatów sprawiły, że podstawowym kryterium dla ustalania zasad prowadzenia ruchu stała się maksymalizacja produkcji energii elektrycznej. Dziś trudno powiedzieć, na ile sytuacja ta jest trwała. Z całą pewnością oznacza ona rezygnację z wykorzystywania atutów energetyki wodnej istotnych w porównaniu z innymi technologiami OZE.

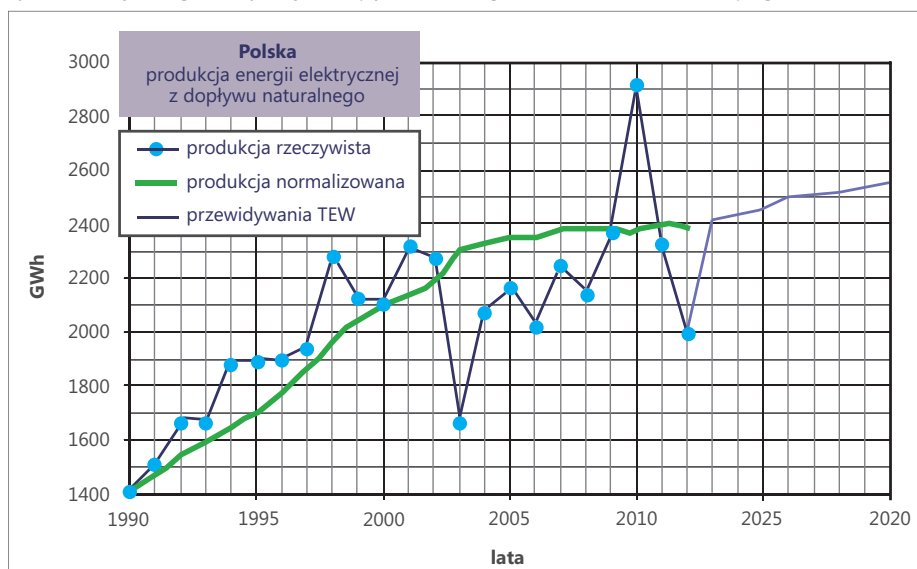
W przypadku powrotu do dawnych zasad należy liczyć się ze spadkiem ilości energii elektrycznej wytwarzanej przez polską hydroenergetykę.

Kierując się troską o przyszłość polskiej hydroenergetyki w nowej rzeczywistości gospodarczej kraju, w roku 1992 grupa osób związanych z tzw. zawodową energetyką wodną powołała Towarzystwo Elektrowni Wodnych (TEW) z siedzibą we Włocławku i inż. Stanisławem Cicholskim, jako jego pierwszym prezesem. Zgodnie z zapisem statutowym, podstawowym celem Towarzystwa jest „podejmowanie działań na rzecz wszechstronnego rozwoju oraz racjonalnego wykorzystania zasobów wodno-energetycznych kraju” [21]. Z biegiem czasu do TEW dołączyli przedstawiciele przemysłu i instytucji naukowych działających na rzecz polskiej hydroenergetyki. Celem realizacji wspólnych zadań statutowych TEW i TRMEW nawiązały bliską współpracę. Połączają się w niej obecnością w strukturach organizacji międzynarodowych – w Europejskim Stowarzyszeniu MEW (ESHA) i Międzynarodowym Stowarzyszeniu Energetyki Wodnej (IHA).

## TRUDNE DZIŚ I NIEPEWNE JUTRO

W chwili pisania niniejszego tekstu przyszłość energetyki wodnej w Polsce jest znowu niepewna. Największe nowe inwestycje realizowane są obecnie przez gospodarkę wodną i dotyczą elektrowni o mocy nieprzekraczającej 10 MW powstających przy zbiorniku Świnna Poręba na Skawie (4,7 MW) oraz przy budowanym od lat stopniu wodnym Malczyce na Odrze (9 MW). Tymczasem zakończono największe inwestycje modernizacyjne w dużych elektrowniach wodnych, a każda próba inwestowania w nowe obiekty napotyka na zdecydowany opór środowisk przekonanych o szkodliwości tego rodzaju działań. Mimo podjętej uchwały sejmowej i starań inwestora trudno określić termin rozpoczęcia budowy drugiego stopnia wodnego na Dolnej Wiśle. Z drugiej strony ograniczony dostęp do już istniejących stopni piętrzących stanowi od dawna istotną barierę rozwojową MEW, zaś zasady postępowania środowiskowych, systematycznie zaostrzane pod wpływem „zielonego lobby”, coraz skuteczniej blokują rozwój całego sektora. Próby debaty przedstawicieli organizacji pozarządowych, reprezentujących energetykę wodną i środowisk określających się jako proekologiczne, są niezwykle trudne, najeżone licznymi

Rys. 5 Produkcja energii elektrycznej w z dopływu naturalnego w latach 1990-2012 wraz z prognozą do roku 2020



Źródło: opracowanie własne

uprzedzeniami oraz brakiem zaufania. Jednym z nielicznych optymistycznych prognozyków dla sektora energetyki wodnej są sygnały świadczące o zamiarze wznowienia budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowej Młoty – tym razem przez Electricité de France, obecnego właściciela terenu budowy. Decyzjom inwestycyjnym w klasycznej energetyce wodnej źle służy narastająca niepewność dotycząca nie tylko mechanizmów wsparcia, ale również długofalowych intencji władz dotyczących rozwoju całego sektora OZE. Po trzech latach utrzymywania stałego poziomu celu wskaźnikowego dla udziału OZE w konsumpcji energii elektrycznej brutto, nadmiar zielonych certyfikatów spowodował na początku 2013 roku gwałtowne załamanie ich cen rynkowych. Publikowane do jesieni ubiegłego roku kolejne projekty ustawy o OZE budziły rosnący niepokój i wstrzymywały decyzje inwestycyjne. Projekt przyjęty 6 lutego br. przez Komitet Stały Rady Ministrów likwiduje wsparcie dla elektrowni o mocy powyżej 5 MW i zdecydowanie ogranicza wspar-

cie dla elektrowni pozostałych. Przyszłość energetyki wodnej w Polsce stoi pod znakiem zapytania stanowiąc zarazem kolejne wyzwanie dla organizacji, środowisk i osób upatrujących w hydroenergetyce nie tylko istotny składnik całego sektora OZE oraz ważne narzędzie w ręku operatora systemu elektroenergetycznego, ale i ważny czynnik szeroko rozumianego rozwoju kraju.



Janusz Steller  
Instytut Maszyn Przepływowych im. R. Szewalskiego  
Polskiej Akademii Nauk  
Towarzystwo Elektrowni Wodnych

#### Literatura

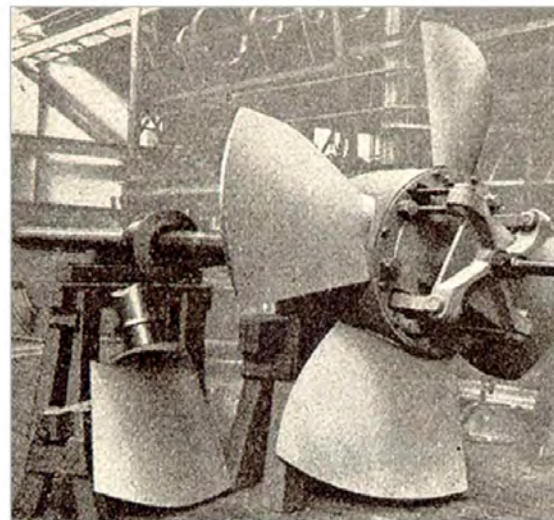
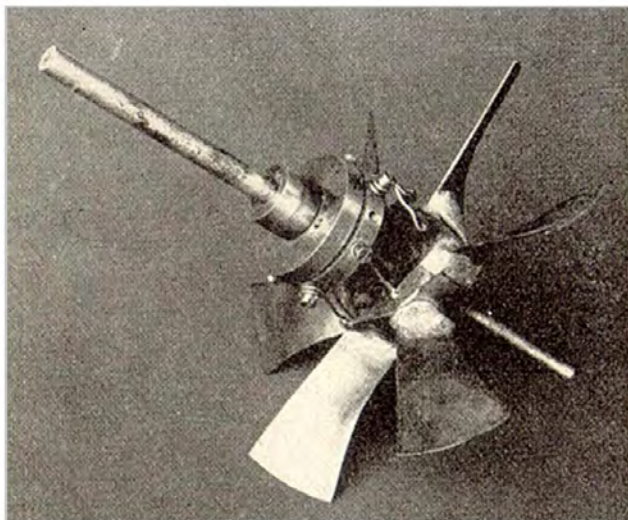
1. Spoz J.: 100 lat energetyki wodnej na ziemiach polskich. Towarzystwo Elektrowni Wodnych, sierpień 1998
2. Encyklopedia Gdańska, Fundacja Gdańska, 2012

3. Powstanie i pierwsze zastosowanie na świecie turbin wodnych Girarda, <http://mew.pl/wydarzenia/turbiny-girarda/>
4. Raabe J.: *Hydraulische Maschinen und Anlagen*. Zweite Auflage. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1989
5. Gschwandtner M.: *Gold aus den Gewässern*. Viktor Kaplans Weg zur schnellsten Wasserturbine. GRIN Verlag, 2. Auflage, Salzburg 2011
6. Pussel H., Pester K.: *Das Boberkraftwerk*, Siemens-Zeitschrift, Bd.18, Dez.1938, H.12, S.515-528
7. Cardinal von Widdern H.: *Die Rohrturbine*, Escher Wyss Mitteilungen, 1953, S. 22-33
8. Nyczanka M.: *Gabriel Narutowicz – patron zbiorników i elektrowni w Pieninach*. *Gospodarka Wodna* 8, 2007, s. 329-330
9. Domzalski T. (red.): *Profesor Alfons Hoffmann 1855-1963. Pionier i współtwórca polskiej elektroenergetyki*. Stowarzyszenie Elektryków Polskich – Oddział Bydgoski, Bydgoszcz 2008
10. Piskozub A. (red.): *Wisła. Monografia rzeki*, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa 1982
11. Groniek D., Ankiersztajn I.: *Wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego Dolnej Wisły w świetle 60-letniego doświadczenia firmy HYDROPROJEKT*. *Energetyka Wodna* 1/2012, s.7-12
12. Kozicki Z.: *Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce*. Seria *Hydroenergetyka w Polsce*. Agencja Paweł Janik, Zielonczyn 2011
13. Głodek J.: *Jeziora zaporowe świata*, PWN, Warszawa 1985
14. HYDROFORUM. Konferencja naukowo-techniczna na temat „Problemy rozwoju hydraulicznych maszyn wirowych ze szczególnym uwzględnieniem potrzeb energetyki”, Porąbka-Kozubnik, 20-23 września 1980, I posiedzenie dyskusyjne nt. „Elektrownie Wodne Dolnej Wisły”. *Prace IMP PAN*, z.83-84, 1983, s.237-253
15. Steller K.: *Energetyka wodna w Polsce. Stan obecny i kierunki rozwoju*. [w:] „Problemy energetyki wodnej ze szczególnym uwzględnieniem hydraulicznych maszyn wirnikowych”. HYDROFORUM, Symposium '91, Gdynia Orłowo/Zarnowiec, Wybór referatów, Wyd. IMP PAN, Gdańsk, maj 1994
16. Uchwała nr 192 Rady Ministrów z dnia 7 września 1981 r. w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej. *Monitor Polski*, 25 września 1981, nr 24, poz. 214
17. Wilski T.: *Odbudowa i budowa małych elektrowni wodnych w Polsce*. Sesja Naukowo-Techniczna CPBR 5.1. Symposium nt. „Mała energetyka. Stan i perspektywy rozwoju”, Gdańsk, 28 września 1990, Wyd. IMP PAN 1990, s. 169-178
18. Wilski T., Steller J.: *Turbozespoły dla małej energetyki wodnej – wyniki wybranych prac badawczo-rozwojowych*. *Ogólnopolskie Forum „Mała Energetyka'96”*, Chańcza, 28-30 maja 1996
19. Drzewiecki M.: *Wykorzystywanie niskich spadów rzek do produkcji energii – hydrozespół VLH*. *Energetyka Wodna* 2/2012, s.16-18
20. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. *Dziennik Urzędowy UE*, 5.06.2009, L 140/16-62
21. Steller J.: *XX lat Towarzystwa Elektrowni Wodnych*. *Energetyka Wodna* 4/2012, s.4-6

FOT. 11. WIDOK NA EW ŻARNOWIEC



Źródło: Janusz Steller



Źródło: ZEK Hydro, grudzień 2013

## Turbina Kaplana – stuletni bestseller

**Niedawny jubileusz stulecia turbiny Kaplana jest dobrą okazją do przypomnienia historii europejskiego wynalazku, który zrewolucjonizował hydroenergetykę, stając się jednym z najczęściej wykorzystywanych silników wodnych na całym świecie.**

Największym osiągnięciem, a zarazem dziełem życia Wiktora Kaplana była turbina z wirnikiem osiowym o przestawialnych łopatkach, która w stosunku do dotychczasowych rozwiązań osiągała znacznie wyższe sprawności w dużo szerszym zakresie przepływu i spadku. Rewolucyjna na ówczesne czasy konstrukcja umożliwiła efektywne wykorzystanie potencjału energetycznego rzek w lokalizacjach o niskich spadkach, który ze względu na ograniczenia turbin Francisa, był do tej pory niedostępny. Sukces nie przyszedł jednak łatwo. Był okupiony latami badań, a także licznymi problemami natury technicznej i prawnej.

### OD MODELU DO PATENTU

Wiktor Kaplan urodził się 27 listopada 1876 roku w austriackim mieście Mürzzuschlag. Od najmłodszych lat był zafascynowany techniką, co przejawiało się w jego licznych konstrukcjach, takich jak koło wodne, silnik elektryczny, maszyna parowa, a także aparat fotograficzny. Po ukończeniu szkoły średniej rozpoczął studia na Uniwersytecie Technicznym w Wiedniu, gdzie w 1900 roku uzyskał dyplom inżyniera w dziedzinie silników Diesla.

Po roku służby wojskowej i dwóch latach pracy jako konstruktor w fabryce maszyn Leobersdorfer (LMF) rozpoczął prace badawcze na Uniwersytecie Technicznym

w Brnie w zakresie projektowania i konstrukcji turbin wodnych. Na ich podstawie powstało kilka publikacji naukowych, z których najważniejsza, dotycząca projektowania i konstrukcji wirnika turbiny Francisa została w 1909 roku przedstawiona na Uniwersytecie Technicznym w Wiedniu jako rozprawa doktorska i pomyślnie obroniona. Niedługo potem Wiktor Kaplan otrzymał posadę wykładowcy

**Współczesne turbiny Kaplana osiągają 94% sprawności.**

na Uniwersytecie Technicznym w Brnie i rozpoczął budowę laboratorium przeznaczonego do badań turbin wodnych. Po trzech latach studiów teoretycznych nad wielowymiarowym przepływem cieczy, możliwe było rozpoczęcie etapu eksperymentalnego i budowa modelu wirnika turbiny o średnicy 10 cm, wykonanego ze stopu miedzi. Dzięki umieszczeniu modelu w szklanej obudowie, możliwe były obserwacje przepływającej wody. Pomimo, że turbina funkcjonowała na spadzie o wysokości zaledwie 50 cm, udało się uzyskać wysokie szybkości obrotowe, sięgające 900 obrotów na minutę.

Badania zakończyły się sukcesem i 28 grudnia 1912 roku Wiktor Kaplan uzyskał pierwszy patent na swoją konstrukcję, oznaczony numerem 74,388, który dotyczył zmodyfikowanej turbiny Fran-

cisa. Nowością były regulowane łopatki kierownicze i umieszczone całkowicie poniżej ich poziomu łopatki wirnika. Ich szerokość była mniejsza niż odstęp między nimi, poprzez co sąsiadujące łopatki nie nachodziły na siebie. Dzięki takiemu rozwiązaniu udało się zwiększyć udział przepływu osiowego wody przez turbinę w stosunku do tradycyjnej turbiny Francisa, w której dominował przepływ radialny lub mieszany.

Osiem miesięcy później, 7 sierpnia 1913 roku opatentowana została turbina o ruchomych łopatkach, których nachylenie można było regulować w trakcie jej pracy (patent 74,244, dzisiaj znamy ją pod nazwą turbiny Kaplana), rys 1. Główną zaletą tej konstrukcji była możliwość utrzymania wysokiej sprawności turbiny przy zmiennych warunkach jej obciążenia, co do tej pory było możliwe jedynie poprzez stosowanie w elektrowniach wodnych kilku turbin o odmiennych charakterystykach. Jednak to rozwiązanie stwarzało szereg komplikacji natury technicznej i generowało dodatkowe koszty. Turbina Kaplana, pomimo tego, że była rozwiązaniem na ówczesne czasy rewolucyjnym, posiadała szereg wad, które udało się częściowo wyeliminować dopiero po dziesięciu latach dalszych badań. Jednakże najistotniejszego problemu, zjawiska kawitacji, które prowadzi do zmniejszenia sprawności turbiny, a nawet jej uszkodzenia, wynalazcy nie udało się rozwiązać.

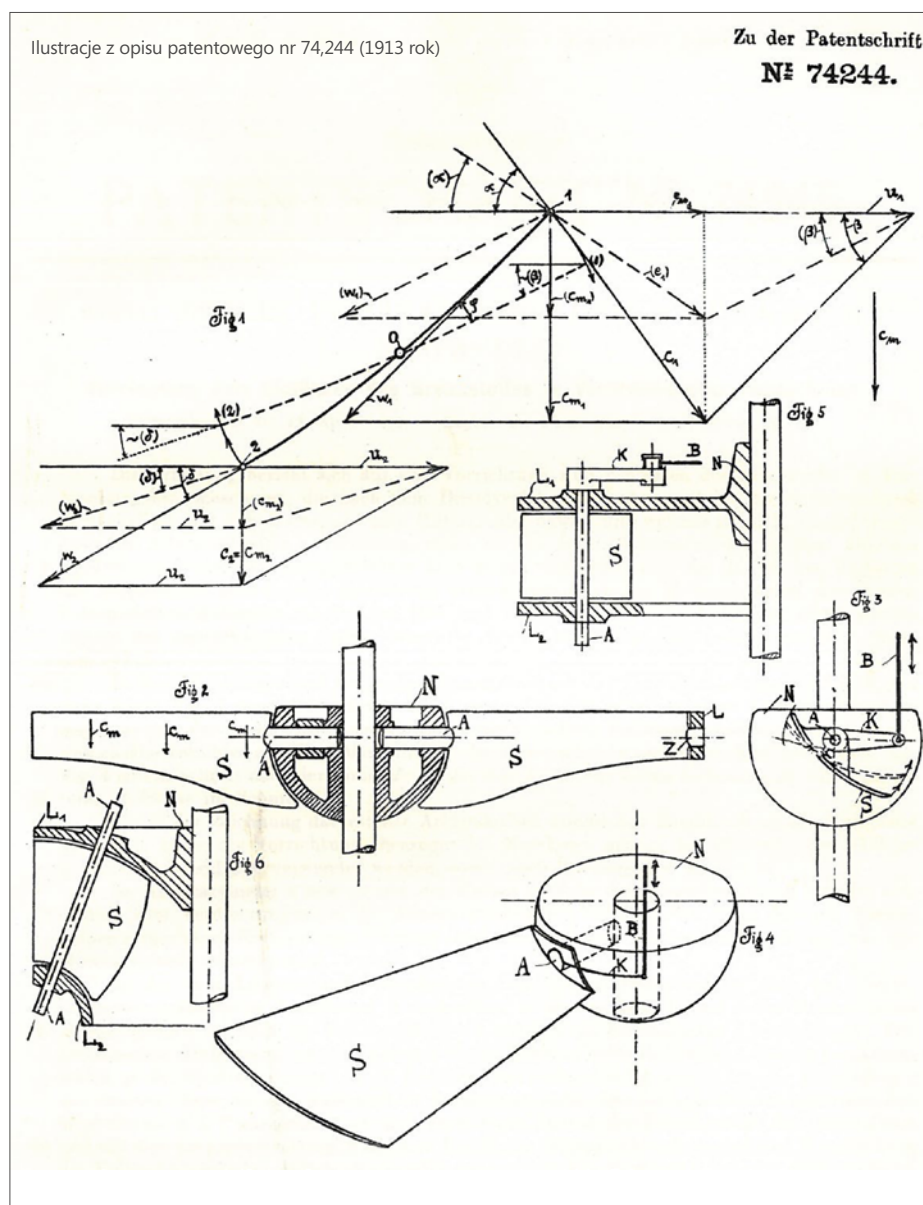
### DROGA DO POPULARNOŚCI

Początkowo wynalazek Kaplana nie wzbudzał dużego entuzjazmu. Brak

w pełni funkcjonalnego egzemplarza nie dodawał mu wiarygodności w oczach sceptyków i utrudniał znalezienie współnika. Dodatkowo wybuch I Wojny Światowej opóźnił rozpoczęcie regularnej produkcji. Dopiero rok 1918 przyniósł pierwszą w pełni komercyjną turbinę projektu Wiktora Kaplana, która została zainstalowana w zakładzie włókienniczym Hofbauer w miejscowości Velm nieopodal Wiednia. Produkcji podjął się Ignacy Storek, właściciel huty stali w Brnie. Obaj panowie współpracowali ze sobą już wcześniej podczas przygotowania stanowiska badawczego w laboratorium Kaplana i modelu turbiny.

Turbina zainstalowana na spadzie 2,3 m i wyposażona w wirnik o średnicy 60 cm dysponowała mocą 35 koni mechanicznych przy 800 obrotach na minutę i przepływie 1,08 m<sup>3</sup>. W pierwszym roku funkcjonowania osiągała ona sprawność 84%, jednakże w późniejszych latach pod wpływem kawitacji łopatki uległy znacznemu uszkodzeniu i sprawność drastycznie spadła do ok. 60%. Turbina była wykorzystywana do roku 1955, natomiast obecnie stanowi element ekspozycji w Muzeum Techniki w Wiedniu. Wkrótce po realizacji pierwszego zamówienia Wiktor Kaplan zawarł umowy licencyjne na produkcję turbiny jego konstrukcji z kolejnymi wytwórcami, którzy rozpoczęli działalność pod wspólnym szyldem International Kaplanturbinenkonzern. W 1921 roku nowe turbiny pojawiły się elektrowniach wodnych w miastach Podiebrady, Kromieryż w Czechosłowacji i trzy lata później w mieście Gorycja we Włoszech.

Jednym z wytwórców turbin Kaplana była szwedzka firma Kristinehamns Mekaniska Werkstad (KMW). Otrzymała ona dodatkowo pozwolenie na dalsze prace rozwojowe, które miały zapewnić większą wytrzymałość wirnika na przeciążenia powstające podczas zmiany nachylenia łopatek przy pełnym obciążeniu turbiny. Badania zakończyły się pomyślnie i w rezultacie KMW dostarczyło turbiny o ulepszonej konstrukcji do kilku elektrowni wodnych w Szwecji. Wśród nich znajdowała się największa w tamtym czasie turbina Kaplana o średnicy wirnika 5,8 m. Została ona zainstalowana w 1925 roku w przepływowej hydroelektrowni w miejscowości Lilla Edet. Przy spadzie 6,5 m turbina generowała moc 11 200 koni mechanicznych i osiągała sprawność

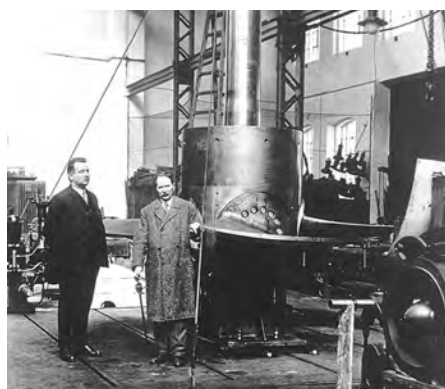


Źródło: ZEK Hydro, grudzień 2013

aż 89%. Znakomite parametry tej konstrukcji, które były wyższe niż pierwotnie zakładano, były punktem zwrotnym na drodze turbiny Kaplana do osiągnięcia powszechnej akceptacji w Europie. Ta inwestycja pomogła również rozwiązać początkowy sceptycyzm inwestorów zwią-

zany ze zjawiskiem kawitacji. Główny projektant w firmie KMW, Elov Englesson postanowił bowiem stworzyć pierwsze na świecie stanowisko do badania kawitacji w turbinach wodnych, zlokalizowane w elektrowni Lilla Edet. Po czterech latach pracy turbina okazała się, że łopatki wirnika uległy jedynie niewielkim uszkodzeniom na samych krawędziach. W późniejszym czasie najbardziej wrażliwe miejsca pokryto stalą nierdzewną, która zmniejszała ryzyko dalszych uszkodzeń.

Wiktor Kaplan (z prawej) i Ignacy Storek przy jednej z pierwszych turbin jego konstrukcji, przeznaczonej do instalacji w elektrowni w czeskim mieście Podiebrady, rok 1921.



Źródło: Muzeum techniki w Wiedniu

Wiktor Kaplan w dalszym ciągu prowadził badania nad turbiną i starał się rozwiązać najbardziej uporczywe problemy, jednak z przyczyn zdrowotnych w 1931 roku musiał przejść na emeryturę, pozostawiając kontynuację prac swoim asystentom. W uznaniu zasług rok później został odznaczony złotym medalem przez Austriackie Stowarzyszenie Inżynierów i Architektów. Resztę życia spędził

w posiadłości Rochuspoint nad jeziorem Attersee, gdzie w 1934 roku zmarł w następstwie udaru mózgu. Wybitna postać inżyniera została upamiętniona na wystawach w Muzeum Techniki w Wiedniu i w Muzeum Niemieckim w Monachium. W roku 1936 z inicjatywy Uniwersytetu Technicznego w Wiedniu powstała biografia Wiktora Kaplana autorstwa Alfreda Lechnera i Juliusza Springera, natomiast rok później żona inżyniera, Małgorzata Kaplan przekazała kolekcję eksperymentalnych wirników Muzeum Technicznemu w Sztokholmie.

### PODRÓŻ PRZEZ ATLANTYK

W przeciwieństwie do Europy, w Stanach Zjednoczonych turbina Kaplana aż do końca lat dwudziestych nie cieszyła się popularnością, przede wszystkim za sprawą sceptycznego podejścia Amerykańskiego Stowarzyszenia Inżynierów Mechaników do europejskiego wynalazku, które nie doceniało zalet wynikających z regulacji wirnika. W przedstawionym w roku 1929 raporcie stwierdzono, że turbiny Kaplana były od 15 do 75 % droższe w porównaniu do turbin o stałym położeniu łopatek. Zarzucano im ponadto zbyt skomplikowaną konstrukcję i znaczne zużycie oleju, umniejszając jednocześnie wysoką sprawność. Dopiero powszechne zastosowanie turbiny Kaplana w Europie sprawiło, że Amerykanie zmienili swoje zdanie.

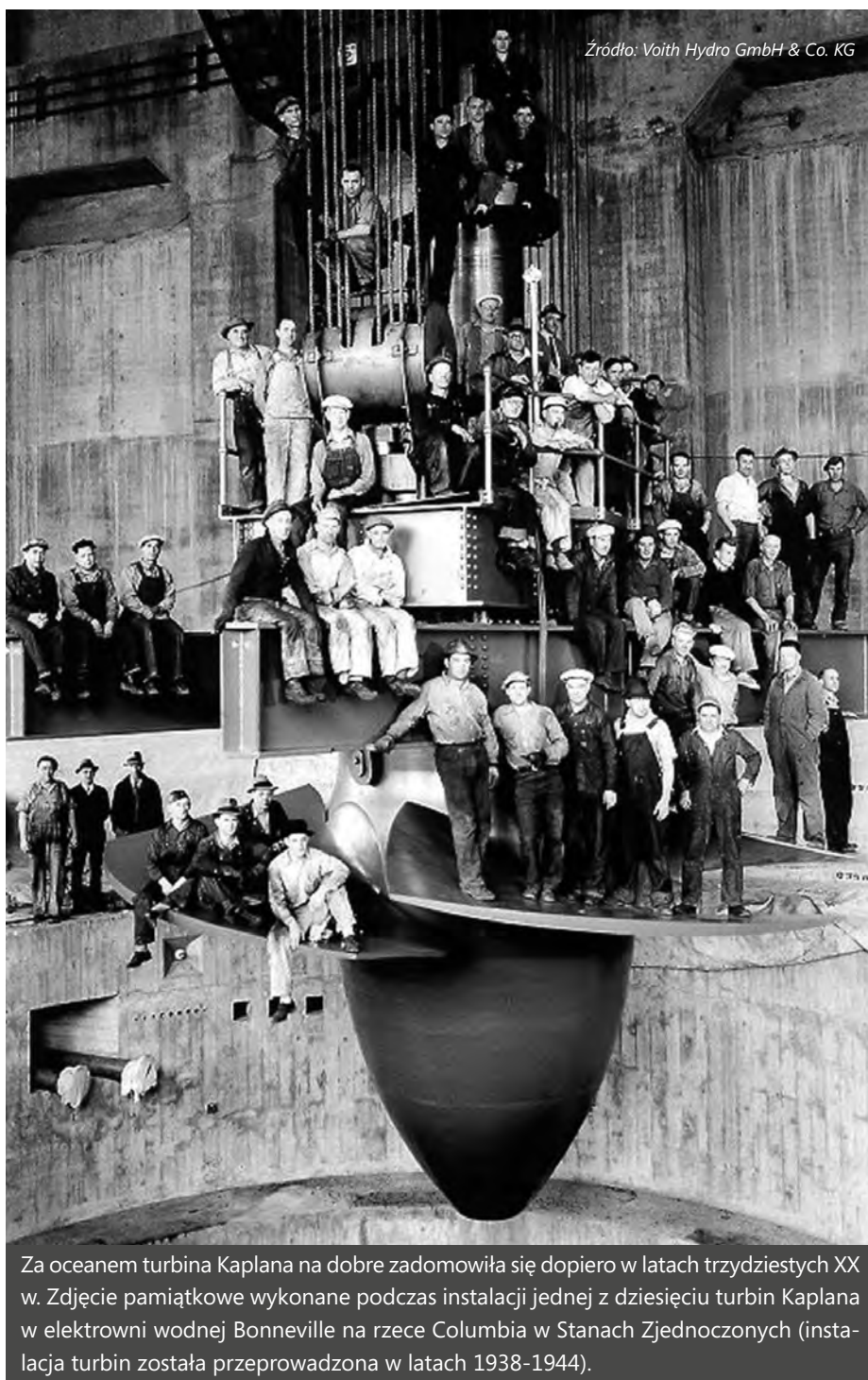
Kolejnym czynnikiem, który opóźnił ekspansję turbiny Kaplana za Atlantykiem była turbina śmigłowa opracowana w 1916 roku przez Forresta Naglera. Stanowiła ona odpowiedź na problemy z eksploatacją coraz większych turbin Francisa, które osiągały mniejsze prędkości obrotowe, wpływające negatywnie na wydajności współpracujących z nimi generatorów. Amerykańskiemu inżynierowi udało się dwukrotnie zwiększyć prędkość obrotową przy danych wartościach spadu i przepływu w stosunku do turbiny Francisa. Od turbin Kaplana różniła się ona brakiem regulacji łopatek wirnika. W rezultacie wysoka sprawność była osiągana jedynie przy pełnym obciążeniu, natomiast wraz z jego zmniejszaniem gwałtownie spadała. Nagler świadomy korzyści płynących z zastosowania regulowanych łopatek wirnika, wprowadził w późniejszych konstrukcjach możliwość ich ręcznego ustawiania, jednak to rozwiązanie było mniej udane od konstrukcji Kaplana. W rezultacie dopiero

w 1929 roku został zainstalowany pierwszy „Kaplana” na terenie Stanów Zjednoczonych. Stanowił on wyposażenie elektrowni wodnej Lake Walk na rzece Devils w Teksasie. Dostarczała ona moc 1 900 koni mechanicznych przy spadzie dziewięciu metrów. Już podczas pierwszego roku eksploatacji nowej elektrowni rozwiane zostały wszelkie wątpliwości, co do słuszności stosowania turbiny Kaplana. W tym czasie przepływy rzeki Devils były rekordowo niskie i cechowały się znaczną zmiennością. W rezultacie zlokalizowana siedem kilometrów w górę rzeki elektrownia wyposażona w turbiny o stałym położeniu łopatek wirnika mogła pracować z mak-

symalną sprawnością jedynie 12 – 15 godzin w ciągu doby. Natomiast elektrownia Lake Walk w tym samym czasie pracowała nieprzerwanie z maksymalną sprawnością, niezależnie od wahań przepływu. Przełożyło się to na produkcję energii o 12 % wyższą w stosunku do porówny-

*Do 1929 roku w Europie zainstalowano 150 turbin Kaplana o łącznej mocy instalowanej 300 000 koni mechanicznych.*

wanej elektrowni. W roku kolejnym elektrownia Lake Walk była eksploatowana przez 97% czasu bez żadnego wstrzymania pracy w celach konserwacyjnych. Na



*Źródło: Voith Hydro GmbH & Co. KG*

Za oceanem turbina Kaplana na dobre zdomowała się dopiero w latach trzydziestych XX w. Zdjęcie pamiątkowe wykonane podczas instalacji jednej z dziesięciu turbin Kaplana w elektrowni wodnej Bonneville na rzece Columbia w Stanach Zjednoczonych (instalacja turbin została przeprowadzona w latach 1938-1944).

początku lat 30 pojawiła się kolejna konkurencyjna konstrukcja turbiny śmigłowej, rozwinięta i opatentowana przez R.W. Terry'go. Innowacją było zastosowanie ruchomych łopatek wirnika, które posiadały możliwość samonastawiania. Dzięki temu ustawiały się pod kątem zapewniającym największą sprawność turbiny dla stałej prędkości obrotowej przy każdej konfiguracji otwarcia kierownicy turbiny i spad. Pierwsza komercyjna turbina Terry'go, zainstalowana w elektrowni wodnej na rzece Kanawha, nieopodal Charleston zapowiadała świetlaną przyszłość tego rozwiązania. Dysponowała ona bowiem mocą 8500 koni mechanicznych, o 1900 więcej w porównaniu do innej turbiny o regulowanych łopatkach i identycznych wymiarach. Inwestor, Kanawha Valley Power Company zamówiła w kolejnych latach dodatkowo dwie turbiny tego typu, które podczas testów eksploatacyjnych uzyskały sprawność na poziomie 92%. Pomimo początkowych sukcesów branża hydroenergetyczna zaczęła się jednak skłaniać ku turbinie Kaplana ze względu na korzyści wynikające z zastosowania hydraulicznej regulacji kąta nachylenia łopatek. Wraz z biegiem czasu turbina Terry'go regularnie traciła na popularności i w latach 50 sam jej wynalazca rozpoczął we własnej fabryce produkcję turbin Kaplana.

## KIERUNEK - DOSKONAŁOŚĆ

Okres pomiędzy rokiem 1950 i 1990 przyniósł dalszy rozwój konstrukcji, który zawdzięczamy między innymi upowszechnieniu komputerowych metod analizy dynamiki płynów. W tym czasie udoskonalenia poczyniono w zakresie hydraulicznej konstrukcji wirników, rur ssących i kanałów doprowadzających. „Ewolucji” uległ także kształt opływkii i piasty oraz znacznie lepiej dopasowano łopaty wirnika do piasty i końcówki łopat do powierzchni komory wirnika. Dzięki tym modyfikacjom zwiększono sprawność turbiny (średnio z 89,5% do 93,5%) oraz zmniejszono zjawisko kawitacji. W parze z tymi modyfikacjami postępowały prace z zakresu materiałoznawstwa, w następstwie których do produkcji łopatek wirnika zaczęto stosować lepszą gatunkowo stal, w tym stal nierdzewną. Z kolei stosowanie turbin Kaplana na coraz wyższych spadach umożliwiło zmniejszenie średnicy wirnika i wymogło zwiększenie liczby łopatek.

Obecnie większość badań nad turbinami Kaplana jest poświęconych minimalizacji ich negatywnego wpływu na środowisko przyrodnicze. Dotyczą one przede wszystkim zmniejszania śmiertelności ryb (wirniki klasy MGR). Zagadnienia te zo-

stały szczegółowo opisane w artykule pt. „Turbin wodne i ochrona środowiska naturalnego”, opublikowanym w numerze 3/2013 Energetyki Wodnej.



Michał Lis  
Redaktor prowadzący

### Literatura:

ENEA Wytwarzanie S.A., materiały archiwalne Kirejczyk J., Turbin wodne i ochrona środowiska naturalnego, Energetyka Wodna 3/2013  
Shortridge R.W., Viktor Kaplan and the Adjustable-Blade Propeller Turbine, Hydro Review, December 1989  
Steller J., Z dziejów energetyki wodnej na ziemiach polskich – część I, Energetyka Wodna 4/2013  
ZEK HYDRO, 100 Jahre Kaplan Turbine – Eine Österreichische Erfolgsgeschichte feiert ihr Jubiläum, Dezember 2013

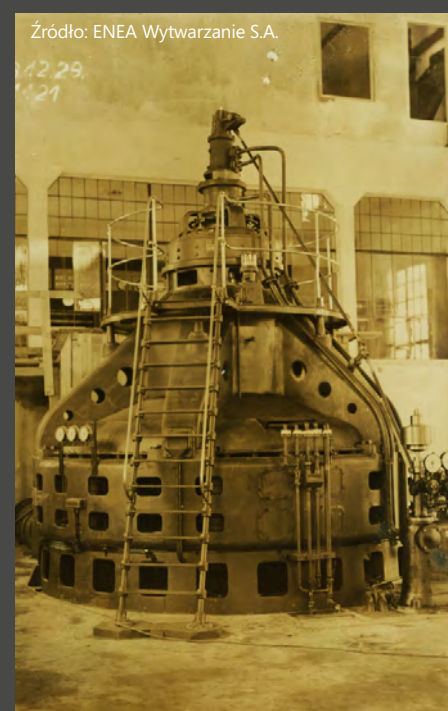
[http://www.ew.koronowo.pl/home.php?d\\_id=3&m\\_id=107&pm\\_id=108](http://www.ew.koronowo.pl/home.php?d_id=3&m_id=107&pm_id=108)  
[http://www.ew.koronowo.pl/home.php?d\\_id=3&m\\_id=51&pm\\_id=100](http://www.ew.koronowo.pl/home.php?d_id=3&m_id=51&pm_id=100)  
<http://www.lwkz.pl/monument/show/id/349>  
<http://www.polskaniezwykla.pl/web/place/24592,ble-dzew-elektrownia-jak-zamczysko.html>  
<http://www.steiermark.at/cms/beitrag/10036536/1550/>  
<http://www.technischesmuseum.at/object/erste-kommerziell-genutzte-kaplan-turbine>  
<http://www.tauron-ekoenergia.pl/elektrownie/energia-wodna/zew-jelenia-gora/Strony/wrzeszczyn.aspx#ad-image-3>  
<http://www.waterpowermagazine.com/features/feature-infinite-turbine/>

## PIERWSZE TURBINY KAPLANA NA ZIEMIACH POLSKICH

Pierwsze dwie turbiny Kaplana w II Rzeczypospolitej zostały zainstalowane w elektrowni wodnej Żur, zlokalizowanej na rzece Wda. Inwestycja została zainicjowana przez spółkę akcyjną Pomorska Elektrownia Krajowa Gródek w 1927 roku i po dwóch latach budowy elektrownia została oddana do użytku. Każda z zainstalowanych turbin, dostarczonych przez firmę JM Voith dysponowała mocą 4,4 MW oraz przełykiem instalowanym 35,7 m<sup>3</sup>/s. Były one zainstalowane w systemie pionowym i posiadały wirniki o pięciu łopatkach. Hydrozespoły wyposażono w hydrauliczne regulatory obrotów, których pompy olejowe napędzane były bezpośrednio z wału hydrozespołu poprzez przekładnię pasowe. Regulator obrotów sterował łopatkami aparatu kierowniczego i łopatkami wirnika turbiny. Łożyska prowadzące turbin były wykonane z drewna gwajakowego, które smarowane były

wodą. Elektrownia do swojej pracy wykorzystuje zbiornik retencyjny o powierzchni około 400 ha, który powstał przez spiętrzenie Wdy o 15 m zaporą ziemną. Woda ze zbiornika do elektrowni doprowadzana jest kanałem derywacyjnym o długości 900 m do zamka wodnego, a następnie dalej przez rurociągi żelbetowe o średnicy 4,0 m do turbin.

W latach 2006-2008 przeprowadzono modernizację elektrowni, która obejmowała między innymi wymianę turbin. Zostały one przeprojektowane i dostosowane do obecnych warunków hydrotechnicznych i energetycznych. Dzięki zmniejszeniu ilości łopatek wirnika do czterech i modyfikacji ich geometrii, możliwe było zwiększenie mocy każdej z turbin do 4,9 MW. Do konstrukcji prawie wszystkich wymienianych elementów hydrozespołu został zastosowany materiał stali nierdzewnej poprawiający warunki kawitacji turbiny.



Źródło: ENEA Wytwarzanie S.A.

Hydrozespoł elektrowni wodnej Żur



FOT. WIDOK NA WISŁĘ W OKOLICACH WARSZAWY

## Rok Rzeki Wisły 2017

**W artykule przedstawiono ogólną charakterystykę rzeki Wisły oraz jej dorzecza, jak również budowle hydrotechniczne i hydroenergetyczne, które zostały wybudowane w minionych latach. Omówiono również przyszłość Wisły i jej dorzecza**

**22** czerwca 2016 r. Sejm Rzeczypospolitej Polski podjął uchwałę o ustanowieniu bieżącego roku **ROKIEM RZEKI WISŁY**. Decyzja ta była uzasadniona faktem, że 550 lat temu, tj. w 1467 r. miał miejsce pierwszy wolny spływ Wisłą po zawarciu Pokoju Toruńskiego w 1467 r., na mocy którego cała Wisła od źródeł do ujścia znalazła się pod panowaniem Polski. Pokój zawarty między Polską a Zakonem Krzyżackim kończył wojnę trzynastoletnią, znosząc wszelkie ograniczenia żeglugi na Wiśle. Od tego momentu zaczął się 300-letni okres gospodarczej świetności Wisły aż do 1772 r. kiedy nastąpił pierwszy rozbiór Polski.

W tym czasie Wisła była najbardziej użeglonioną rzeką Europy, wyprzedzając takie rzeki jak Ren, Dunaj, Rodan czy Sekwanę. Rocznie, mimo prymitywnych środków transportu wodnego, Wisłą przepływało prawie ćwierć miliona ton surowców i towarów między dorzeczem Wisły a portem Gdańsk, który stanowił nasze okno na świat. Dzięki temu nastąpił istotny rozwój gospodarczy całego regionu będącego pod wpływem Wisły i jej dorzecza. Od zarania dziejów Polska Wisła stanowiła niezwykle istotną oś gospodarczą kraju, pełniła również ważną rolę kulturową, a często również funkcję obronną. Po drugiej wojnie światowej, w nowym układzie geograficznym kraju, centralne położenie Wisły stanowiło bardzo istotną możliwość gospodarczego wykorzystania rzeki w przyszłości.

Z dużym uznaniem należy przyjąć ogłoszenie bieżącego roku Rokiem Rzeki Wisły.

W programie obchodów jest wiele ciekawych akcentów przyrodniczych, turystycznych i krajobrazowych. Brak jest jednak odniesienia do gospodarczego wykorzystania Wisły, podczas gdy obecny rząd podejmuje bardzo ambitne plany użegłownienia naszych rzek. Nie mówi się nic na temat walki z powodzią i łagodzenia skutków suszy, mimo że te katastrofy przynoszą naszemu krajowi wiele szkód społecznych i gospodarczych. Nie mówi się o tym, jak będziemy dostosowywać naszą gospodarkę wodną do spodziewanych zmian klimatycznych, szczególnie biorąc pod uwagę fakt, że jesteśmy krajem bardzo ubogim w zasoby wodne.

Od momentu zakończenia drugiej wojny światowej, niezależnie od panujących rządów, Wisła nie doczekała się wieloletniego planu rozwoju i zagospodarowania, który byłby konsekwentnie realizowany. Powstało wprawdzie wiele dobrze przygotowanych planów dotyczących Wisły i jej dorzecza, jednak żaden z nich nie spotkał się z realizacją. Jedynym jaśniejszym okresem w dziedzinie gospodarki wodnej w Polsce, w okresie powojennym, były lata 1960-1972, kiedy funkcjonował Centralny Urząd Gospodarki Wodnej (CUGW), skupiający w jednym ręku wszelkie problemy szeroko rozumianej gospodarki wodnej. Urząd ten został jednak zlikwidowany podobno dlatego, że wymagał od rządu coraz to nowych środków na budownictwo hydrotechniczne.

Podstawowym celem niniejszego artykułu jest pokazanie, czym jest obecnie Wisła

i jej dorzecze, jakie obiekty hydrotechniczne zostały zrealizowane i jakie są skutki społeczne, gospodarcze i ekologiczne tych przedsięwzięć. Na tym tle warto zastanowić się, jaka może być Wisła w przyszłości i jakie uwarunkowania muszą temu towarzyszyć.

### CHARAKTERYSTYKA WISŁY I JEJ DORZECZA

Wisła jest największą rzeką Polski o długości 1047 km. Jej źródła znajdują się na południu Polski na stokach Góry Baraniej, a ujście – w Zatoce Gdańskiej Morza Bałtyckiego. Wisła jest rzeką uregulowaną na pewnych odcinkach, zabudowaną wrywkowo obiektami hydrotechnicznymi, a prawie w całości objęta różnego rodzaju programami ochrony przyrodniczej jak NATURA 2000, parki narodowe i krajobrazowe, obszary chronione itp. Wisła budzi wiele kontrowersji z jednej strony od środowisk ekologów, a z drugiej specjalistów związanych z szeroko pojętą gospodarką wodną. Ekolodzy twierdzą, że Wisła jest jedyną naturalną rzeką w Europie i taką powinna pozostać. Częściowa zabudowa oraz regulacja rzeki i jej dopływów przeczy wyraźnie stwierdzeniu o naturalnym charakterze rzeki. Specjaliści gospodarki wodnej uważają natomiast Wisłę za rzekę zdegradowaną i nieprzynoszącą krajowi prawie żadnych korzyści gospodarczych. Co więcej, degradacja rzeki postępuje i powoduje wiele strat gospodarczych, społecznych i ekologicznych w postaci powodzi i susz. Interesującym jest fakt, że władze wielu krajów europejskich, które muszą spełniać takie same uwarunkowania prawne jak Pol-



Źródło: Adobe Stock

ska (Ramowa Dyrektywa Wodna, Dyrektywa Powodziowa itp.) potrafią powiązać priorytety ekologiczne rzek z wymiernymi korzyściami gospodarczymi.

Dorzecze Wisły obejmuje prawie całą wschodnią część Polski i posiada powierzchnię 194 tys. km<sup>2</sup>, z czego 87 proc. (169 tys. km<sup>2</sup>) znajduje się na terenie Polski. Pozostała część dorzecza znajduje się na terenie sąsiadujących z Polską Białorusi, Ukrainy i Słowacji. Dorzecze Wisły znajdujące się w Polsce stanowi 54 proc. powierzchni kraju i posiada istotne znaczenie społeczne oraz gospodarcze. Na terenie dorzecza Wisły znajdują się ważne ośrodki miejskie i przemysłowe, a obszar ten zamieszkuje ponad połowa ludności Polski. Wisła, jak również jej dorzecze

są bardzo zróżnicowane wzdłuż swego biegu. Zróżnicowanie to wynika z ukształtowania terenu, warunków klimatycznych, zasobów wodnych czy infrastruktury hydrotechnicznej i stanu zagospodarowania. Wisła przepływa przez osiem województw, a dorzecze Wisły znajduje się na terenie jedenastu województw.

Pod względem hydrograficznym Wisła i jej dorzecze dzieli się na trzy części. Wisłę górną, Wisłę środkową i Wisłę dolną (Rys.1). Podział ten wynika ze znacznej zmiany natężenia przepływu Wisły wywołanego dopływem Sanu, kończącym obszar dorzecza górnej Wisły i dopływem Narwi, kończącym obszar dorzecza środkowej Wisły. Górna Wisła obejmuje odcinek od źródeł do ujścia prawobrzeżnego dopływu Sanu. Długość tego

odcinka wynosi 399 km, a powierzchnia zlewni górnej Wisły znajdującej się w Polsce obejmuje 45,9 tys. km<sup>2</sup>. Początek Wisły stanowią dwa cieki wypływające na stokach góry Baraniej (1116 m npm) w Beskidzie Śląskim - Wisłoka Biała i Wisłoka Czarna, które łączą się w pobliżu miejscowości Wisła, gdzie tworzą sztuczny zbiornik Wisła Czarne. Niekiedy z Wisły górnej wyodrębnia się Małą Wisłę o długości 105 km, obejmującą bieg rzeki od źródeł do ujścia lewobrzeżnego dopływu Przemszy.

Górna Wisła zasilana jest szeregiem prawobrzeżnych dopływów górskich takich jak: Soła, Skawa, Raba, Dunajec, Wisłoka i San. Lewobrzeżne dopływy Wisły górnej to Przemsza, Szreniawa, Nida i Czarna. Na obszarze dorzecza górnej Wisły znajduje się aglomeracja Śląska, stanowiąca bardzo ważny ośrodek przemysłowy Polski oraz miasta Kraków, Rzeszów, Tarnów i Sandomierz. Na odcinku górnej Wisły została utworzona droga wodna górnej Wisły od Oświęcimia do Krakowa, o długości 92 km, która umożliwia przepływ barek o ładowności 1000 ton. Na terenie obszaru dorzecza górnej Wisły znajduje się szereg ważnych obiektów hydrotechnicznych i hydroenergetycznych.

Wisła środkowa to odcinek od ujścia Sanu do ujścia Narwi o długości 256 km i powierzchni dorzecza znajdującej się w Polsce 88,8 tys. km<sup>2</sup>. Część dorzecza Wisły środkowej znajduje się na terenie Białorusi i Ukrainy. Ważniejszymi prawobrzeżnymi dopływami są Wieprz oraz Narew z Bugiem. Dopływy lewobrzeżne to Kamienna, Radomka i Pilica. Ważniejszymi ośrodkami miejskimi na terenie dorzecza Wisły środkowej są Warszawa, Radom, Kielce, Lublin i Białystok. Na połączeniu Bugu i Narwi powstał zbiornik Zegrzyński w wyniku budowy zapory Dęba. Zbiornik stanowi obecnie ważne zaplecze rekreacyjne

Rys.1. Wisła i jej dorzecze na tle mapy Polski



Źródło: Majewski W., 2013, Ogólna charakterystyka Wisły i jej dorzecza, Acta Energetica 2/15

dla Warszawy. Wisła warszawska połączona jest z Zalewem Zegrzyńskim sztucznym Kanałem Żerańskim. Wisła środkowa mimo częściowego uregulowania nie jest przystosowana do żeglugi towarowej. Nad środkową Wisłą znajdują się ważne elektrownie ciepłe oraz ujęcie wody dla Warszawy. Dolna Wisła obejmuje odcinek liczący 391 km od ujścia Narwi (km 550) do ujścia Wisły do morza i o powierzchni dorzecza 34,3 tys. km<sup>2</sup>. Narew łącznie z dopływem Bugu i Wkry jest największym dopływem Wisły. Przekrój wodowskazowy Tczew, wprowadzicie oddalony od ujścia do morza o prawie 30 km, jest przekrojem zamykającym dorzecze Wisły, bowiem poniżej niego nie ma żadnych dopływów. W przekroju Tczew średni wieloletni przepływ wynosi 1 055 m<sup>3</sup>/s, maksymalny zarejestrowany przepływ w okresie powojennym wyniósł 6 490 m<sup>3</sup>/s, a minimalny 264 m<sup>3</sup>/s. Przepływ o prawdopodobieństwie przewyższenia 1 proc. wynosi 8 990 m<sup>3</sup>/s. Średni roczny odpływ Wisły do Bałtyku wynosi 34,0 km<sup>3</sup>, odpływ maksymalny to 50,8 km<sup>3</sup> (rok mokry 1975 r.), natomiast odpływ minimalny (rok suchy 1952) wynosi 20,5 km<sup>3</sup>. Wisła dostarcza około 7 proc. wody słodkiej do Morza Bałtyckiego. Morze Bałtyckie jest morzem bezpływowym, jednak występują u jego wybrzeży znaczne wahania poziomu wody wywołane spiętrzeniami wiatrowymi, które dochodzą do 1,50 m, co wywołuje podpiętrzenie na Wiśle i cofkę sięgającą do przekroju Tczewa. Większość powodzi na odcinku dolnej Wisły wywołana była zatorami lodowymi i śryżowymi. Katastrofalne powodzie zimowe w XIX wieku doprowadziły do wykonania przekopu Wisły, który miał uregulować odpływ Wisły do morza. Spektakularnym i kontrolnym wydarzeniem była powódź w górnej części Zbiornika Włocławek w 1982 r., w wyniku której zalany został duży lewo-brzeżny obszar i zniszczony poważny dobytek ludności. Wzdłuż dolnej Wisły znajduje się szereg ważnych ośrodków miejskich i przemysłowych, m.in. Płock, Włocławek, Toruń, Bydgoszcz, Grudziądz, Tczew, Elbląg i Gdańsk. Dolna Wisła posiada potencjalnie bardzo duże znaczenie dla żeglugi śródlądowej oraz energetyki wodnej. Stąd już w okresie powojennym powstała idea kaskady dolnej Wisły o charakterze energetyczno-żeglugowym. Wynikiem tego programu jest stopień wodny Włocławek oddany do eksploatacji w 1970 r.

## OBIEKTY HYDROTECHNICZNE I ICH ZNACZENIE

W tej części, ze względu na objętość publikacji, wymienię tylko najważniejsze obiekty,

które znajdują się na Wiśle oraz jej dopływach i posiadają istotne znaczenie społeczne oraz gospodarcze. Przedstawienie tych obiektów będzie w układzie hydrograficznym (górna, środkowa i dolna Wisła).

### GÓRNA WISŁA

**Wisła Czarne** to pierwszy obiekt hydrotechniczny położony u zbiegu Wiselki Białej i Czarnej oddany do eksploatacji w 1973 r. Podstawowy cel zbiornika to zaopatrzenie w wodę szeregu miejscowości położonych w pobliżu oraz ochrona przeciwpowodziowa. Pojemność całkowita zbiornika wynosi 4,9 hm<sup>3</sup>, a pojemność powodziowa 2,6 hm<sup>3</sup>. Powierzchnia zbiornika przy napełnieniu maksymalnym wynosi 41,2 ha. Obiektem piętrzącym jest zaporę ziemna.

**Zbiornik Goczałkowice** jest drugim obiektem, idąc z biegiem Wisły, oddanym do eksploatacji w 1955 r. Obiektem piętrzącym jest zaporę ziemna z ekranem uszczelniającym. Całkowita pojemność zbiornika wynosi 161 hm<sup>3</sup>, a pojemność powodziowa 43 hm<sup>3</sup>. Powierzchnia zbiornika przy maksymalnym napełnieniu wynosi 32 km<sup>2</sup>. Podstawowe funkcje zbiornika to zaopatrzenie w wodę komunalną i przemysłową oraz ochrona przeciwpowodziowa. Obecnie zbiornik pełni również ważną funkcję ekologiczną.

**Kaskadę Soły** tworzą: zaporę ziemna Tresna (km 40,0), zaporę betonowa Porąbka (km 32) i zaporę ziemna Czaniec (km 28). Zaporę Tresna o wysokości 25 m została oddana do użytku w 1967 r. i tworzy zbiornik o pojemności 96 hm<sup>3</sup> pełniący funkcje: przeciwpowodziową, zaopatrzenia w wodę, wyrównania przepływów i produkcji energii elektrycznej. Moc elektrowni 21 MW. Zaporę Porąbka o wysokości 21 m została oddana do eksploatacji w 1936 r. i tworzy zbiornik o pojemności 27 hm<sup>3</sup> pełniący funkcję przeciwpowodziową i zaopatrzenia w wodę oraz produkcji energii elektrycznej. Moc elektrowni wynosi 12,8 MW. Zbiornik wodny Porąbka jest obecnie wykorzystywany również jako zbiornik dolny elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar o mocy 500 MW. Zaporę Czaniec o wysokości piętrzenia 9 m tworzy zbiornik wyrównawczy o pojemności 1,3 hm<sup>3</sup> dla dwóch wyżej położonych zbiorników. Zbiornik pełni również funkcję rekreacyjną i zaopatrzenia w wodę.

**Zaporę Świnna Poręba** (w budowie od 30 lat; oddanie do eksploatacji przewidziane w 2017 r.) typu ziemnego o wysokości 50 m na rzece Skawie utworzy zbiornik o pojemności

całkowitej 161 hm<sup>3</sup>. Główne funkcje zbiornika to ochrona przeciwpowodziowa, zaopatrzenie w wodę przemysłu i gospodarki komunalnej, rekreacja, hodowla ryb i hydroenergetyka.

**Droga wodna górnej Wisły** wybudowana w latach 1949 do 2002 r. miała zaopatrywać w węgiel 4 duże elektrownie ciepłe (Skawina, Łęg, Nowa Huta i Połaniec). W jej skład wchodzi 6 stopni piętrzących: Dwory, Smolice, Łączany, Kościuszek, Dąbie i Przewóz, tworzących Kaskadę Górnej Wisły o długości 72 km na odcinku od ujścia Przemyszy do stopnia wodnego Przewóz (we wschodniej części Krakowa). Droga wodna posiada warunki żeglugowe umożliwiające przemieszczanie się jednostek pływających o ładowności 1000 ton. Potencjał drogi wodnej nie jest obecnie w pełni wykorzystywany i służy głównie lokalnemu transportowi.

**Zbiornik Dobczyce** o pojemności 142 hm<sup>3</sup> tworzy zaporę ziemną o wysokości 31 m zlokalizowaną w km 60 rzeki Raby. Zbiornik został oddany do eksploatacji w 1986 r. Główną funkcją zbiornika jest zaopatrzenie w wodę komunalną Krakowa oraz ochrona przeciwpowodziowa. Przy zaporze znajduje się elektrownia wodna o mocy 2,5 MW.

**Zaporę Czorsztyn-Niedzica** znajduje się w km 173 biegu Dunajca i została oddana do eksploatacji w 1997 r. Jest to zaporę ziemna o wysokości 54 m, która tworzy zbiornik o pojemności 232 hm<sup>3</sup>. Podstawową funkcją zbiornika jest ochrona przeciwpowodziowa, podniesienie minimalnych przepływów w okresach suszy, produkcja energii elektrycznej i rekreacja. Elektrownia wodna ma moc 92 MW i wyposażona jest w turbiny odwracalne.

**Zbiornik Sromowce-Wyżne** jest zbiornikiem wyrównawczym o pojemności 6,4 hm<sup>3</sup> dla zapory Czorsztyn-Niedzica. Tworzy go zaporę ziemna o piętrzeniu 8,5 m. Przy zaporze znajduje się elektrownia wodna przepływowa o mocy 2,1 MW. Jedną z funkcji zbiornika jest zapewnienie minimalnego przepływu biologicznego poniżej.

**Zaporę Rożnów** jest zaporą betonową ciężką, zlokalizowaną na 80 km Dunajca. Oddana do eksploatacji w 1942 r. Zaporę o piętrzeniu 31,5 m tworzy zbiornik o obecnej pojemności 159 hm<sup>3</sup>. Przy zaporze znajduje się elektrownia wodna o mocy 50 MW. Główną funkcją zbiornika jest ochrona przeciwpowodziowa, produkcja energii elektrycznej, a ostatnio również rekreacja. Od czasu oddania do eksploatacji

znaczna część pojemności zbiornika została wypełniona rumowiskiem. Zapora posiada przepławkę dla ryb.

**Zapora Czchów**, typu ziemnego posiada wysokość 9,5 m i zlokalizowana jest poniżej zapory Rożnów, tworząc zbiornik wyrównawczy o pojemności 12 hm<sup>3</sup>. Przy zaporze znajduje się elektrownia wodna o mocy 8 MW.

**Zapora Solina** betonowa typu ciężkiego, została oddana do eksploatacji w 1968 r. na rzece San w km 325 tworząc zbiornik o pojemności 472 hm<sup>3</sup>. Zapora posiada wysokość piętrzenia 60 m. Przy zaporze znajduje się elektrownia wodna o mocy instalowanej 200 MW. Podstawową funkcją zbiornika jest ochrona przeciwpowodziowa, produkcja energii elektrycznej oraz rekreacja.

**Zapora Myczkowce** o wysokości piętrzenia 15,5 m znajduje się na km 319 rzeki San i tworzy zbiornik wyrównawczy, o pojemności 9 hm<sup>3</sup> dla zapory Solina. Przy zaporze znajduje się elektrownia wodna o mocy 8,3 MW.

## ŚRODKOWA WISŁA

**Zbiornik Sulejów** powstał w 1974 r. w wyniku budowy zapory ziemnej o wysokości pię-

trzenia 11 m w km 173 rzeki Pilicy. Zbiornik posiada pojemność 84 hm<sup>3</sup>. Jego podstawową funkcją jest ochrona przeciwpowodziowa, zaopatrzenie w wodę aglomeracji łódzkiej oraz rekreacja.

**Stopień Dębe na Narwi** tworzy Zalew Zegrzyński o pojemności całkowitej 90 hm<sup>3</sup>. Stopień wybudowano w latach 1957-63. Składa się on z zapory ziemnej, 5-przęstłowego jazu, przepławkę dla ryb oraz elektrowni wodnej o mocy 20 MW i produkcji energii elektrycznej w roku średnim 91 GWh. Zalew Zegrzyński posiada połączenie z Wisłą za pośrednictwem Kanału Żerańskiego. Obecnie Zalew Zegrzyński spełnia ważną funkcję rekreacyjną dla Warszawy.

## DOLNA WISŁA

**Stopień wodny Włocławek** jest największym obiektem hydrotechnicznym znajdującym się w korycie Wisły, oddany do eksploatacji w 1970 r. jako jeden z ośmiu planowanych stopni kaskady dolnej Wisły. W skład stopnia wchodzi śluza żeglugowa, elektrownia wodna o mocy 160 MW, 10-przęstłowy jaz, zapora czołowa oraz przepławka dla ryb. Spiętrzenie na stopniu tworzy zbiornik wodny przepływowy o długości około 55 km i obecnej

pojemności całkowitej 370 hm<sup>3</sup>. W ciągu dotychczasowej eksploatacji średnia roczna produkcja energii elektrycznej wyniosła 739 GWh.

**Bydgoski Węzeł Wodny** powstał w wyniku wybudowania Kanału Bydgoskiego łączącego rzekę Noteć z Brdą, a tym samym tworzący szlak żeglugi śródlądowej łączący Wisłę z drogami wodnymi Niemiec poprzez Noteć, Wartę, Odrę i Kanał Odra-Hawela. Realizacja tego przedsięwzięcia wymagała wybudowania szeregu obiektów hydrotechnicznych w postaci jazów i śluz. Uruchomienie drogi wodnej przyczyniło się do znacznego rozwoju gospodarczego i społecznego Bydgoszczy i jego najbliższego regionu. Zbiornik Koronowo zlokalizowany w km 49 rzeki Brdy został oddany do eksploatacji w 1961 r. i pełni głównie funkcję energetyczną, dzięki elektrowni wodnej o mocy instalowanej 26 MW. Pojemność całkowita zbiornika wynosi 81 hm<sup>3</sup>. Obecnie zbiornik pełni coraz szerzej funkcję rekreacyjną.

**Kaskadę rzeki Wdy** tworzą dwie pionierskie zapory, zbiorniki wodne i elektrownie wybudowane i uruchomione w czasie II RP. Zbiornik Żur powstał w 1929 r. w km 34 rzeki Wdy

FOT. ZBIORNIK WISŁA-CZARNE PO MODERNIZACJI



Źródło: PGW WP

w wyniku budowy zapory ziemnej o wysokości piętrzenia 14 m. Główna funkcja zbiornika to wytwarzanie energii elektrycznej przez elektrownię o mocy 7,5 MW. Zbiornik pełni obecnie również funkcję rekreacyjną.

**Zbiornik Gródek** o powierzchni 100 ha powstał w 1923 r. na rzece Wdzie w wyniku budowy zapory ziemnej o wysokości 12 m. Elektrownia posiada moc 3,5 MW i produkcję energii elektrycznej 13 GWh rocznie. Elektrownia pracuje do dnia dzisiejszego, a utworzony zbiornik służy w dużym stopniu celom rekreacyjnym.

**Gdański Węzeł Wodny (GWW)** znajduje się na obszarze Żuław Gdańskich i tworzy go cały szereg mniejszych cieków wodnych: Martwa Wisła, Motława, Radunia, Kanał Raduni i ich połączenie z morzem. Regulacja stanów wody i przepływów na tym obszarze realizowana jest za pośrednictwem szeregu jazów, śluz żeglugowych oraz wrót przeciwsztormowych. Sprawne funkcjonowanie GWW ma ogromne znaczenie dla miasta Gdańska i najbliższych okolic, co boleśnie ujawniło się w czasie powodzi w Gdańsku w 2001 r.

**Żuławy Wiślane** to obszar o powierzchni około 1700 km<sup>2</sup> znajdujący się u ujścia Wisły do morza. Jest to obszar o bardzo dużym znaczeniu gospodarczym, społecznym i kulturowym, a jednocześnie poważnie zagrożony powodziami pochodzącymi od Wisły, wezbrań sztormowych na Zatoce Gdańskiej i Zalewie Wiślanym oraz powodzi lokalnych wynikających z opadów deszczu i topniejącego śniegu w przypadku złego funkcjonowania systemu odwadniającego. Warto przypomnieć powódź w 1945 r., która zalała całe Żuławy na okres prawie 3 lat, a powstała w wyniku wysadzenia lewo i prawobrzeżnych wałów przeciwpowodziowych Wisły w rejonie Kiezmarka. Ze względu na duże znaczenie Żuław Wiślanych RZGW Gdańsk zrealizowało pomyślnie w latach 2009-2015 projekt Kompleksowej Ochrony Przeciwpowodziowej Żuław Wiślanych. Przekop Wisły powstał pod koniec XIX wieku ze względu na bardzo skomplikowany układ ujścia Wisły do Zatoki Gdańskiej, co powodowało powstawanie zatorów i powodzi przynoszących duże straty społeczne i ekonomiczne. Wykonanie jego było powiązane z oddzieleniem Wisły Gdańskiej od głównego koryta służą w Przegalinie, oddzieleniem Szkarpawy od głównego koryta Wisły w Gdańskiej Głowie i odcięciem Nogatu od

Wisły w Białej Górze. Jednocześnie wykonano regulację Wisły od miejscowości Silno (km 718, gdzie przebiegała granica zaboru pruskiego) do morza dla celów żeglugowych. W tym celu wykonano około 3 tys. budowli regulacyjnych, głównie ostróg. Warto podkreślić, że było to bardzo dobrze zaplanowane przedsięwzięcie i wykonane w bardzo krótkim czasie. Umożliwiło ono nie tylko ochronę przeciwpowodziową odcinka dolnej Wisły oraz Żuław, ale również istotny rozwój żeglugi śródlądowej na terenie Pomorza między portem gdańskim a drogami wodnymi Niemiec. W związku z tym nastąpił duży rozwój Bydgoskiego Węzła Wodnego tworzącego połączenie Wisły z Notecią, Wartą, Odrą i Kanałem Hawela. Inwestycja ta

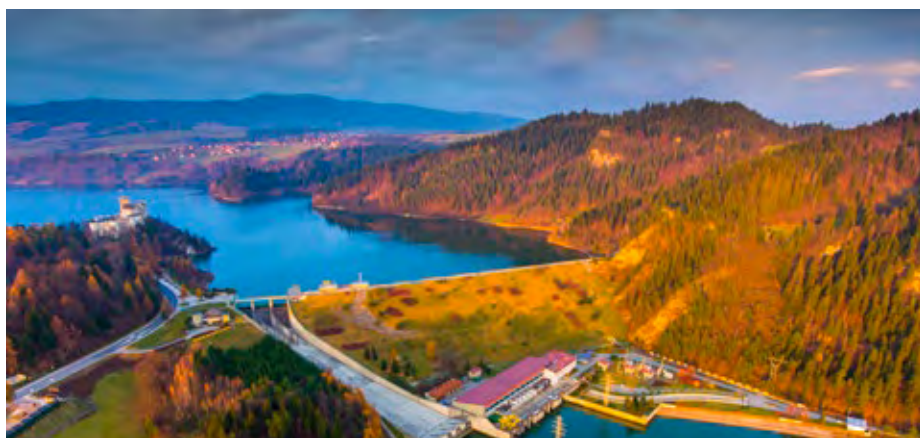
powstała, kiedy Polska była pod zaborami a ta część Wisły była pod zaborem pruskim.

Pozostałe budowle hydrotechniczne w dorzeczu Wisły (idąc od północy, rzeka i rok oddania do eksploatacji)

- Kaskada Raduni, rz. Radunia 1910 – 1937 r.
- Pierzchały, rz. Paśłęka, 1916 r.
- Myłof, rz. Brda, 1848 r.
- Siemianówka, rz. Narew, 1995 r.
- Smukała, rz. Brda, 1951 r.
- Domaniów, Radomka, 2001 r.
- Brody Iłżeckie, rz. Kamienna, 1964 r.
- Wióry, rz. Świślina, 2007 r.
- Nielisz, Wieprz, 2008 r.
- Chańcza, Czarna Staszowska, 1984 r.
- Przeczyce, rz. Czarna Przemsza, 1963 r.

Zapora Czorsztyń – Niedzica. Widok od strony wody dolnej

Źródło: ZEW Niedzica SA



Zapora Solina. Widok od strony wody dolnej

Fot: Kacper Kowalski/PGE Energia Odnawialna



Widok na Stopień Wodny Włocławek

Źródło: Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Warszawie



- Kozłowa Góra, rz. Brynica, 1939 r.
- Kuźnica Wareżyńska, rz. Przemsza, 2005 r.
- Dzieńkowice, wyrobisko, 1977 r.
- Łąka, rz. Pszczyńska, 1986 r.
- Klimkówka, rz. Ropa, 1994 r.
- Besko, rz. Wisłok, 1978 r.

## OCENA ISTNIEJĄCYCH BUDOWLI HYDROTECHNICZNYCH

Wyżej wymienione obiekty hydrotechniczne zostały oddane do eksploatacji w różnym czasie i często na terenach, które przed 1945 r. nie należały do Polski. Z obiektów XIX-wiecznych należy tu wymienić zapórę Mylof na Brdzie (1848 r.) oraz Przekop Wisły (1895 r.) wraz z regulacją odcinka Wisły od Silna do morza i śluzami w Przegalinie, Białej Górze i Gdańskiej Głowie. Z okresu międzywojennego (1920 – 1939 r.) należy wskazać obiekty Żur i Gródek na Wdzie, Porąbkę na Sole oraz rozpoczęcie budowy zapory Rożnów na Dunajcu. Były to pionierskie inwestycje, które często borykały się finansowaniem tych obiektów i stanowiły duże wyzwanie dla polskich projektantów i wykonawców.

Zdecydowana większość obiektów wykonana została w latach 1945 – 2000, przy czym znaczące budowle wykonano w latach 1960 – 1972: Solina, Dębe, Koronowo, Włocławek. Stosunkowo niewiele obiektów oddano do eksploatacji po 2000 r. Są to Domaniów (2001 r.) Wióry (2007 r.) i Nielisz (2008). Oczekujemy na oddanie do eksploatacji dużego obiektu jakim jest zaporą i zbiornik Świnna Poręba, co jest przewidziane w 2017 r. Można przyjąć, że prawie wszystkie wymienione budowle hydrotechniczne funkcjonują nadal, często mimo zaawansowanego wieku, i spełniają założone w projekcie funkcje. Wiele zbiorników stało się obiektami wielofunkcyjnymi realizując dodatkowo rolę zaopatrzenia

w wodę i bardzo często funkcję rekreacyjną. Warto podkreślić, że istniejące elektrownie wodne, o niewielkich stosunkowo mocach jak na obecne zapotrzebowanie energii elektrycznej, funkcjonują nadal, są modernizowane, a często są dodatkowo uważane za cenne zabytki techniki. Typowym przykładem takiej inwestycji jest Kaskada Raduni składająca się z 8 elektrowni wodnych o łącznej mocy 14 MW.

Obiektem, który nie spełnił założonej w projekcie funkcji transportu wodnego jest Droga Wodna Górnej Wisły, która miała służyć do zaopatrzenia w węgiel 4 dużych elektrowni ciepłych. Tego transportu nie ma, natomiast poważnie zagrożony jest najniższy poziom Przewóz w wyniku znacznej erozji w stanowisku dolnym. Rozwiązaniem tego problemu byłby postulowany następny stopień Niepołomice.

Ze strony ekologów nie pojawiły się dotychczas żądania rozebrania, któregośkolwiek z tych obiektów, za wyjątkiem stopnia wodnego Włocławek, który budził i budzi nadal szczególne kontrowersje, o czym warto powiedzieć osobno. Po głębokiej suszy, jaka objęła Polskę w 2015 r. wiele środowisk wysunęło postulaty znacznego zwiększenia pojemności retencyjnej naszych zbiorników wodnych, co pozwoliłoby na lepsze zaopatrzenie w wodę ludności, przemysłu i rolnictwa. Postulatów tych nikt nie negował. Całkowita pojemność retencyjna istniejących zbiorników na Wiśle i jej dopływach wynosi obecnie (bez zbiornika Świnna Poręba) 3,398 km<sup>3</sup> [2], co stanowi około 10 proc. średniego rocznego z wielolecia odpływu Wisły (34 km<sup>3</sup>). Jest to niewystarczająca wartość, biorąc pod uwagę, że sąsiadujące z nami kraje mają wskaźnik pojemności retencyjnej

znacznie powyżej 10 proc. Polska posiadająca skromne zasoby wodne powinna szczególnie dbać o to, by pojemność retencyjna w dorzeczu była dużo wyższa od tej, jaką mamy obecnie. Światowy wskaźnik pojemności retencyjnej wynosi obecnie około 15 proc. i Polska powinna dążyć do osiągnięcia takiej wartości. Jednakże jakiegokolwiek propozycje budowy nowych zbiorników spotykają się z protestami ekologów oraz głośnymi arbitralnie hasłami, że w Polsce nie mamy dogodnych lokalizacji na budowę nowych zbiorników. W projektach rozwoju gospodarki wodnej w Polsce w minionych latach znajduje się wiele propozycji takich lokalizacji. Trzeba tylko do nich sięgnąć. Przykładem takiej sytuacji może być stopień Siarzewo projektowany poniżej Włocławka, którego gotowy projekt napotyka na krytyczne uwagi Dyrekcji Ochrony Środowiska i licznych organizacji proekologicznych.

## Kontrowersje wokół stopnia wodnego Włocławek

Obiekt był elementem projektowanej Kaskady Dolnej Wisły o charakterze energetyczno-żeglugowym. Warto podkreślić, że była to pionierska inwestycja Polski w okresie powojennym. Została ona zrealizowana w stosunkowo krótkim czasie (1962-1970), całkowicie polskim potencjałem projektowym, badawczym, materiałowym i wykonawczym. Jedynie hydrozespoły pochodziły ze Związku Radzieckiego, bo Polska turbin wodnych nie produkowała. Koszt budowy całego stopnia zwrócił się w ciągu około 7 lat tylko za sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej (około 750 GWh rocznie). Gotowy był projekt techniczny następnego stopnia Cieclocinek oraz rozpoczęto już przygotowanie jego placu budowy. Planowano też następny stopień powyżej Włocławka Wyszogród. Nie-

Fot. Wisła w Warszawie

Źródło: Dariusz Witkowski



stety kryzys ekonomiczny państwa przerwał podjęte już działania odnośnie następnego stopnia. Stopień Włocławek pracował i pracuje nadal jako pojedynczy element planowanej kaskady, niezgodnie z projektem, bez stabilizacji poziomu wody dolnej. Powodowało to powstawanie erozji poniżej stopnia, która przesuwała się dalej na odcinek Wisły poniżej stopnia. Aby umożliwić pracę elektrowni wodnej i należytego funkcjonowania niecki do rozpraszania energii poniżej jazu przez stabilizację poziomu wody dolnej, w latach 1997-99 wykonano podwodny próg w odległości około 500 m poniżej jazu i elektrowni. Proóg ten zabezpiecza jaz i elektrownię wodną, natomiast nie ma wpływu na eksploatację śluzy żeglownej i bezpieczeństwo zapory. Równocześnie z erozją w stanowisku dolnym stopnia występowało odkładanie się rumowiska wleczonego i unoszonego w czaszy zbiornika. Trzeba przypomnieć, że Wisła w latach 70. i 80. była rzeką bardzo zanieczyszczoną i odkładane w zbiorniku rumowisko zawierało wiele toksycznych związków niesionych rzeką ze zlewni powyżej zbiornika. Zaczęły pojawiać się informacje krytykujące istnienie zbiornika. Znamienne były informacje o śmiertelnej galarecie zalegającej na dnie zbiornika, źle funkcjonującej przepławce dla ryb, erozji poniżej stopnia czy obniżeniu bioróżnorodności w zbiorniku w stosunku do Wisły swobodnie płynącej. Ukoronowaniem tej krytyki była powódź zatorowa, jaka miała miejsce w górnej części zbiornika, za którą winiono głównie istnienie zbiornika. Odbłyto się wiele konferencji, spotkań, inicjatyw lokalnych oraz opracowań promujących budowę następnego stopnia w rejonie Ciechocinka. Z drugiej strony krytyczne uwagi przeciw realizacji stopnia były na rękę kolejnym rządóm uzasadniając niepodjęcie żadnych działań.

W marcu 2000 r. Komitet Ekonomiczny RM powołał 15-osobowy roboczy zespół niezależnych ekspertów mający przedstawić stanowisko w sprawie budowy na Wiśle następnego stopnia w rejonie Ciechocinek-Nieszawa. W składzie zespołu znaleźli się specjaliści reprezentujący różne dziedziny. Rozpatrzono 7 różnych wariantów rozwiązania tego problemu. Po czteromiesięcznej pracy Zespół po odbyciu szeregu posiedzeń i spotkań z różnymi gremiami, w oparciu o przeprowadzoną analizę wielokryterialną poparł wariant budowy następnego stopnia poniżej Włocławka. W ślad za tą ekspertyzą w 2001 r. organizacja WWF przedsta-

wiła Studium kompleksowego rozwiązania problemów stopnia i zbiornika Włocławek. W Studium rozpatrzono 3 warianty. Za najlepszy uznano wariant rozebrania stopnia Włocławek. W analizie ekonomicznej przedstawiono, że jest to bardzo tani i łatwy do przeprowadzenia wariant. Nie wzięto jednak pod uwagę utraty korzyści w postaci wytwarzania energii elektrycznej, ujęć wody czy rekreacji. Według ocen fachowców okazało się, że rozebranie stopnia pociągnie za sobą koszt porównywalny z budową podobnego stopnia, co świadczy o tendencyjnym i niezgodnym z rzeczywistością stanowiskiem przedstawionym w Studium. W 2016 r. zakończono modernizację stopnia Włocławek, jednakże nie rozwiązano podstawowego problemu, jakim jest utrzymanie poziomu wody dolnej. Wieloletnie badania stanu ekologicznego zbiornika Włocławek wykonane przez zespół prof. A. Gizińskiego z Uniwersytetu Mikołaja Kopernika w Toruniu wykazały, że bioróżnorodność w zbiorniku w stosunku do Wisły swobodnie płynącej uległa poprawie. Okazało się również, że na zbiorniku znalazł swoje siedliska drapieżny ptak bielik, który jest bardzo wyczulony na środowisko.

Utworzenie zbiornika stworzyło drogę wodną V klasy między dwoma ważnymi ośrodkami miejskimi, jakimi są Włocławek i Płock. Produkcja energii elektrycznej w elektrowni wodnej (średnio 730 GWh rocznie), nie powodująca żadnego zanieczyszczenia środowiska, wystarcza na pokrycie zapotrzebowania dwóch sąsiadujących dużych miast Włocławek i Płock prawie w 80 proc. Elektrownia ciepła zdolna wytworzyć taką ilość energii elektrycznej musiałaby spalić rocznie około 280 tys. ton węgla ze wszystkimi konsekwencjami dla środowiska. Co więcej, elektrownia wodna Włocławek stanowi bardzo istotny element w polskim systemie elektroenergetycznym. Wokół zbiornika Włocławek powstało wiele ośrodków rekreacyjnych, co stanowi istotny element społeczny tego obiektu. Zbiornik Włocławek ze swoim ustabilizowanym zwierciadłem wody stworzył bardzo istotny ekosystem wokół zbiornika zapewniając stały poziom wód gruntowych, co jest bardzo istotne dla drzew znajdujących się w otoczeniu zbiornika.

Poruszany często problem odkładu zanieczyszczeń na dnie zbiornika można rozpatrywać w dwojaki sposób. Czy lepiej mieć odkład tych zanieczyszczeń w zbiorniku

z możliwością ich wydobycia i utylizacji, czy dopuścić do spłynięcia tych zanieczyszczeń Wisłą do Zatoki Gdańskiej, gdzie znajdują się piękne plaże zapełniane ludźmi w okresie letnim. Być może w związku z pojawieniem się tych zanieczyszczeń w Zatoce byłaby konieczność zamknięcia tych plaż.

### Zmiany klimatyczne i ich wpływ na gospodarkę wodną w Polsce

Zmiany klimatyczne i związane z tym wzrost temperatur powietrza oraz zmiany w dystrybucji opadów atmosferycznych budzą wiele kontrowersji i różnych ocen. Sprawa bezdyskusyjną jest natomiast wzrost częstotliwości pojawienia się zdarzeń ekstremalnych oraz rosnąca wartość tych zagrożeń (powodzie i susze). Długofalowo możemy starać się o zmniejszenie zmian klimatycznych przez ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, jednakże w krótszej skali czasowej powinniśmy starać się prognozować wielkość spodziewanych zagrożeń oraz przewidzieć środki do ich złagodzenia.

Polska, będąca krajem o skromnych zasobach wodnych powinna dążyć do jak najlepszego wyrównania przepływu rzeczno-ego przez budowę nowych zbiorników i zwiększenie pojemności retencyjnej, co spowoduje zmniejszenie zagrożeń powodziowych, jak również złagodzenie skutków suszy. Wybudowane zbiorniki mogą służyć również innym celom. Powszechnie obserwujemy na wszystkich kontynentach zmniejszenie się przepływu w ujściach rzek. Wynika to oczywiście z tego, że wzrasta wielkość bezzwrotnego poboru rzeczno-ego w ciągu biegu rzek oraz wyższego parowania w wyniku wyższych temperatur powietrza na obszarze dorzecza. Jest to wyraźnie widoczne na przykładzie Wisły. Kiedy w powodziach w XIX w. przepływy u ujścia rzeki były rzędu 10 tys. m<sup>3</sup>/s to od czasu wybudowania stopnia Włocławek nie zarejestrowano większego przepływu przez stopień niż 6 tys. m<sup>3</sup>/s.

### PODSUMOWANIE

Ustanowienie 2017 roku Rokiem Rzeki Wisły świadczy o tym jak dużą wagę obecny rząd przywiązuje do Wisły i jej dorzecza w kontekście rozwoju kraju. Wisła jest największą rzeką Polski, a jej dorzecze obejmuje ponad połowę obszaru kraju. Mówiąc o znaczeniu Wisły należy na to spojrzeć z dwojkiego punktu widzenia. Pierwsze to przeszłość – co zostało zrobione, jakim celem

miało to służyć oraz czy założenia związane z projektowanymi obiektami hydrotechnicznymi zostały zrealizowane i czy mają znaczenie obecnie. Drugie spojrzenie to jaka ma być przyszłość Wisły i jej dorzecza w gospodarce, przyrodzie oraz kulturze Polski i w jaki sposób te cele można osiągnąć.

### Stan obecny zagospodarowania Wisły

Na Wiśle i jej dopływach w minionych latach wybudowano szereg obiektów hydrotechnicznych służących różnym celom, tj. energetyce wodnej, żegludze, ochronie przeciwpowodziowej czy zaopatrzeniu w wodę. W tym czasie zapotrzebowanie na energię elektryczną było dużo mniejsze niż jest obecnie. Warto przypomnieć, że wybudowane dwie elektrownie wodne Żur i Gródek na Wdzie w latach dwudziestych o łącznej mocy 11 MW miały problem ze zbyt niską energią elektryczną. Elektrownie wodne Kaskady Raduni wybudowane na początku XX wieku przez Senat Gdańska o łącznej mocy 14 MW w pełni pokrywały zapotrzebowanie miasta na energię elektryczną.

Patrząc na istniejące obiekty hydrotechniczne, nie można powiedzieć, że nic nie zrobiono w tej dziedzinie. Wskazuje na to lista obiektów wymienionych powyżej. Istotną rzeczą jest jednak to, że obiekty te nie tworzyły wieloletniego spójnego planu gospodarki wodnej a były realizowane często w sposób przypadkowy. Niekiedy tworzyły lokalne systemy jak na przykład Rożnów-Czchów i Czorsztyn-Niedzica-Sromowce Wyżne na Dunajcu czy Kaskada rzeki Soły – Tresna, Porąbka, Czaniec. Pojemność zbiorników retencyjnych w dorzeczu Wisły (10 proc.) jest wyższa niż dla całej Polski (6 proc.). Jest to jednak za mało, aby zapewnić należyte zaopatrzenie w wodę, czy zwiększyć ochronę przeciwpowodziową oraz zmniejszyć negatywne skutki suszy.

Istniejące duże elektrownie wodne Włocławek, Solina i Czorsztyn-Niedzica nie zapewniają znaczącego udziału w całkowitym zapotrzebowaniu Polski na energię elektryczną, jednak są bardzo istotnymi elementami całego systemu energetycznego a wytworzona w nich energia elektryczna jest energią odnawialną oraz nie powoduje żadnego zanieczyszczenia środowiska. Ministerstwo Rozwoju i Finansów stwierdza, że Polska należy do krajów o niewielkim wykorzystaniu potencjału hydroenergetycznego rzek. W 2014 r. polska hydroenergetyka wyprodukowała 2 182 GWh, co

stanowi jedynie 18 proc. potencjału technicznego. Istnieje ogromna ilość obiektów piętrzących, które mogą być wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej. Polska musi realizować swoje zobowiązania do zwiększenia udziału energii odnawialnej w produkcji energii. Energetyka wodna w Polsce jest wciąż niedocenianym i niewykorzystanym źródłem energii odnawialnej. Elektrownie wodne mogą powstawać przy nowo budowanych stopniach wodnych, jak również i tych, które od lat są eksploatowane.

Bardzo istotnym elementem zagospodarowania rzek stał się w ostatnich latach problem ekologiczny i kryteria zrównoważonego rozwoju. Obecnie cała dolina Wisły objęta jest Programem NATURA 2000, bądź innymi kryteriami wynikającymi z istnienia parków narodowych, krajobrazowych czy obszarów specjalnej ochrony. Nakłada to wiele różnego rodzaju ograniczeń przy projektowaniu nowych obiektów hydrotechnicznych. Natomiast idea zrównoważonego rozwoju mówi wyraźnie, że przy planowaniu nowych obiektów musimy brać pod uwagę na równi kryteria gospodarcze, społeczne i ekologiczne.

Warto zwrócić uwagę na fakt, że środowiska hydrotechników i specjalistów gospodarki wodnej zrobiły ogromny postęp w zrozumieniu problemów ekologicznych. Przy planowaniu nowych obiektów uwzględnia się rozwiązania proekologiczne, które są realne z punktu widzenia technicznego. Jedynym problemem jest dużo wyższy koszt takich rozwiązań. Mówimy tu o takich rozwiązaniach jak przepławki dla ryb, bystrotoki obejściowe czy kanały lateralne. Niestety środowiska ekologiczne nie zrobiły takiego postępu w zrozumieniu problemów społecznych i gospodarczych. Dyskusja między dwiema grupami o różnych poglądach jest możliwa, gdy obie posiadają odpowiednią wiedzę o problemach grupy przeciwnej. Wtedy dyskusja może prowadzić do kompromisów i znalezienia rozwiązania satysfakcjonującego obie strony. W przeciwnym razie obie strony zostaną przy swoich poglądach i nie będzie mowy o jakimkolwiek kompromisowym rozwiązaniu.

### Przyszłość Wisły i jej dorzecza

Podstawowym problemem przyszłościowej strategii gospodarki wodnej na Wiśle i jej dorzeczu jest kompleksowość rozwiązań. Dziś nie można w sposób oddzielny podchodzić do spraw żeglugi śródlądowej,

zaopatrzenia w wodę, energetyki wodnej, ochrony przeciwpowodziowej, łagodzenia skutków suszy czy rekreacji. Wszystkie te aspekty muszą być rozpatrywane równolegle, co oczywiście stwarza kontrowersje i konieczność dialogu oraz kompromisów. Muszą one spełniać nie tylko postulaty ekonomiczne, gospodarcze, społeczne, techniczne, ale również ekologiczne. Nie może być jednak tak, że gotowy projekt zostaje poddany oddzielnej ocenie ekologicznej, która z reguły wypada negatywnie. Ten system powinien być zmodyfikowany. Konieczne jest tworzenie zespołów do opracowania konkretnego projektu składającego się z przedstawicieli wszystkich specjalności i wszystkich grup zainteresowań. Od ekologów można wymagać przedstawienia swoich konkretnych postulatów, ale po ich spełnieniu, przyjęcia odpowiedzialności za cały projekt. Obecna praktyka jest mało efektywna i prowadzi do znacznego wydłużenia cykli planistycznych i projektowych.

To, jaka będzie przyszłość Wisły i jej dorzecza zależy od władz rządowych i tych odpowiedzialnych za sprawy gospodarki wodnej. Przede wszystkim potrzebna jest strategia rozwoju obejmująca okres co najmniej 15-20 lat. Istotne jest też zapewnienie, że strategia ta będzie realizowana przez wszystkie rządy niezależnie od ich opcji politycznej. Szczególnym przykładem takiego rozwiązania jest tzw. Plan Delta przyjęty w Holandii po katastrofalnej powodzi w 1953 r., w czasie której zginęło ponad tysiąc osób. Plan ten był realizowany z żelazną konsekwencją, a społeczeństwo przyjęło dodatkowe opodatkowanie przeznaczone na ten cel. Środowisko naukowe i inżynierskie może i ma obowiązek przedstawiania możliwych rozwiązań, jednak przyjęcie strategii rozwoju Wisły i jej dorzecza oraz realizacja tej strategii należy do rządu.



Wojciech Majewski  
IMGW PIB Warszawa

#### Literatura:

1. Majewski W., 2013, Ogólna charakterystyka Wisły i jej dorzecza, Acta Energetica 2/15, str.16-23.
2. Zbiorniki Wodne w Polsce, KZGW Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej.



Fot. TRMEW, Piotr Łyżuń, Piotr Bilski

## Jubileusz trzydziestolecia TRMEW

**15 marca minęło 30 lat od dnia rejestracji Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. Z tej okazji opracowano zwięzłą historię TRMEW, podsumowującą trzy dekady jego działalności.**

Wszelkie jubileusze, a szczególnie okrągłe, skłaniają z jednej strony do podsumowań, a z drugiej – do rewizji bieżącej sytuacji i wyznaczania planów na przyszłość. Przypadająca w tym roku trzydziesta rocznica oficjalnej rejestracji Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, gdyby odwołać się do etapów życia człowieka, sytuuje „Jubilate” w okresie dojrzałości. Przejście od wieku młodzieńczego do dojrzałego tym

bardziej skłania do podsumowań oraz do rozważań na temat tego, którą drogę obrać w przyszłości. Zanim jednak przejdę do planów, warto przypomnieć, jak w przypadku TRMEW wyglądało dzieciństwo i okres dorastania.

### UCHWAŁA NR 192 I PUNKT KONSULTACYJNY

Dzieje TRMEW były i są nadal ściśle powiązane z sytuacją prawną warunkującą funk-

cjonowanie i możliwości rozwoju małej energetyki wodnej w Polsce. Kluczowym aktem prawnym dla początków ewolucji branży była Uchwała Nr 192 Rady Ministrów z dnia 7 września 1981 roku w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej, podpisana przez ówczesnego Prezesa Rady Ministrów generała Wojciecha Jaruzeckiego. Uchwała zapewniała szerokie wykorzystanie zasobów wodno-energetycznych mniejszych rzek. Jej podstawowo-

wym celem było stworzenie uzupełniają- cych źródeł zasilania w energię elektryczną. Co istotne, zapewniała możliwość reali- zacji i eksploatacji MEW zarówno przez uspołecznionych, jak i prywatnych inwe- storów. W artykułach na temat historii TRMEW, współzałożycieli i członek hono- rowy Towarzystwa – Tytus Wilski wspomi- nał, że ze względu na wywołane faktem przyjęcia Uchwały kłopoty organizacyjne, po pewnym czasie Ministerstwo Górnictwa i Energetyki poleciło Zakładom Pomia- rowo-Badawczym Energetyki „Energopom- iar” zorganizowanie punktu konsultacyj- nego, który miał spełniać rolę informacyjną i koordynacyjną dla przyszłych inwestorów MEW. Punkt konsultacyjny powstał w 1983, a jego działania obejmowały poradnictwo techniczne, lokalizacyjne oraz w pewnym zakresie również organizacyjno-prawne, a niekiedy i finansowe, związane z reali- zacją MEW. W pierwszych latach działa- nia punktu udało się uruchomić kilka pry- watnych elektrowni. Z punktu widzenia doktryny o państwowym sektorze ener- getycznym, jaka panowała w okresie PRL-

u, uruchomienie prywatnych elektrowni stanowiło ogromny przełom w polskiej gospodarce.

### INICJATYWA MARIANA HOFFMANA

Równolegle do dość stabilnej działalności punktu informacyjnego, Marian Hoffman toczył starania o utworzenie stowarzysze- nia, którego celem miało być „zrzeszenie wszystkich użytkowników oraz sympaty- ków małych elektrowni wodnych z całego kraju, którzy dążą do jak najszerszego roz- woju tych małych, konwencjonalnych (sic!), nowych źródeł energii elektrycznej, jakie będą przyczyniać się do szybkiego rozwoju wykorzystywania potencjału energetycz- nego mniejszych rzek oraz do dociążenia krajowego bilansu paliwowego”<sup>1</sup>. W 1987 roku w Gdańsku zorganizowano zjazd zało- życielski stowarzyszenia, w którym uczest- niczyło kilkadziesiąt osób zainteresowa- nych małą energetyką wodną, inwestorów, a także pierwszych właścicieli MEW. Podczas obrad powołano komitet założycielski, który

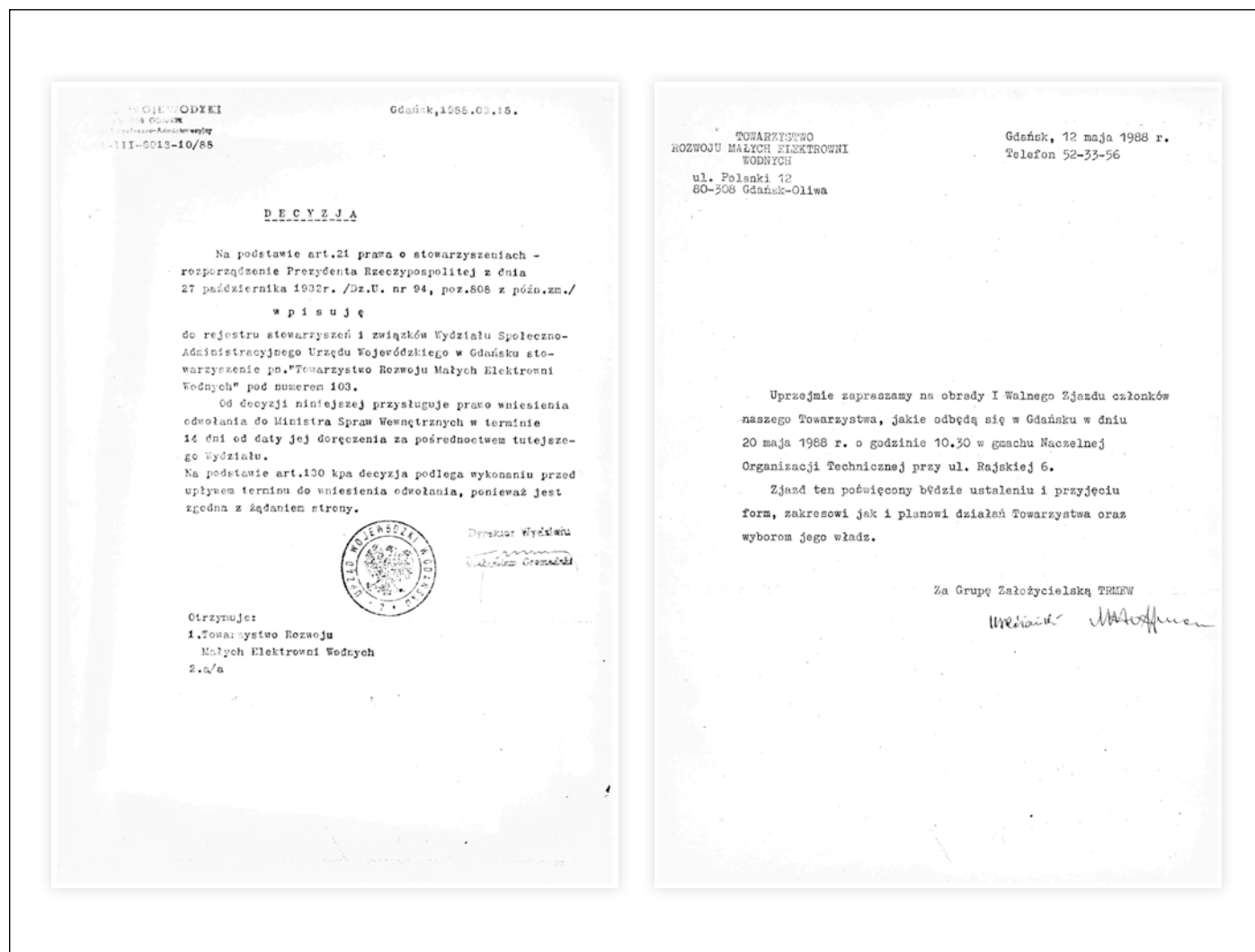
<sup>1</sup> List Grupy Założycielskiej Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych z dnia 8 maja 1988 r.

miał przygotować statut organizacji i dopro- wadzić do rejestracji. Należy pamiętać, że powoływanie stowarzyszeń w Polsce było wówczas w praktyce centralnie sterowane, stąd Grupa Założycielska była zmuszona szukać poparcia dla inicjatywy założenia stowarzyszenia u centralnych władz pań- stwa. Na przełomie 1987 i 1988 roku udało się uzyskać poparcie dla powstania Towarzy- stwa, co otworzyło drogę do jego rejestracji.

### REJESTRACJA TRMEW

Wreszcie, 15 marca 1988 roku Towarzy- stwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych zostało wpisane pod numerem 103 do reje- stru stowarzyszeń i związków prowadzo- nego przez Wydział Społeczno-Administra- cyjny Urzędu Wojewódzkiego w Gdańsku. W tym momencie rozpoczęła się formalna działalność TRMEW, która trwa do dziś. Sie- dzibę Towarzystwa ustanowiono w pomiesz- czeniach Punktu Konsultacyjnego MEW, w budynku „Energopomiaru” w Gdańsku Oliwie przy ulicy Polanki. 20 maja 1988 roku w Gmachu Naczelnej Organizacji Technicz- nej w Gdańsku odbył się pierwszy Walny

Od lewej: Decyzja Urzędu Wojewódzkiego w Gdańsku o rejestracji TRMEW, 1988 r., Zaproszenie na I Zjazd Walny członków TRMEW, 1988 r.



Zjazd Członków TRMEW, podczas którego ukonstytuował się skład pierwszych władz Towarzystwa. Na czele zarządu stanął Marian Hoffmann, który tym samym został pierwszym prezesem TRMEW. Funkcję tę piastował przez 13 lat, a w 2001 roku zastąpił go Jan Wieczorek. T. Wilski wspominał, że działający przed powstaniem Towarzystwa punkt konsultacyjny zaczął pełnić również rolę sekretariatu TRMEW. Biorąc pod uwagę, że Towarzystwo powstało nie tylko w innej epoce społecznej, gospodarczej i politycznej, ale także w innej epoce technologicznej, sprzed ery komputerów i poczty elektronicznej, trudno się dziwić, że w tych pionierskich latach mnóstwo czasu pochłaniała obsługa korespondencji (prowadzonej tradycyjną pocztą), rozmowy telefoniczne, przekazywanie informacji do członków zarządu i członków Towarzystwa. Nie mniej czasochłonne było załatwianie spraw administracyjnych, udzielanie wywiadów oraz organizacja spotkań zarządu, walnych zjazdów i także szkoleń.

### WYZWANIA LAT 90.

TRMEW jako niezależna organizacja cieszyła się o wiele większym zaufaniem społecznym od poprzednio działającego punktu konsultacyjnego, który miał jednak charakter instytucjonalny i urzędowy. Stąd trudno się dziwić, że od momentu powstania Towarzystwa znacznie zwiększyła się liczba konsultacji technicznych, polegających na wizjach lokalnych czynnych i planowanych MEW oraz liczba porad udzielonych inwestorom. Warto w tym miejscu dodać, że w pierwszych latach działania TRMEW problemy i potrzeby inwestorów oraz właścicieli MEW były zupełnie inne niż współcześnie. Jak pisze T. Wilski, brakowało niezbędnego zaplecza technicznego, które mogłoby wspomóc budowę małych elektrowni – nie było doświadczonych projektantów, produ-

centów wyposażenia MEW, ani firm wykonawczych, brakowało nawet materiałów budowlanych. Rynek polskich wytwórców turbin dopiero powstawał, a jego twórcy w większości uczyli się na własnych błędach. Jeszcze inny problem stanowił brak zaplecza kapitałowego inwestorów. Przypomnieć należy, że pierwsze lata działania TRMEW to żywiołowe lata 90., okres transformacji ustrojowej, podczas którego wszyscy przedsiębiorcy, nie tylko ci zainteresowani hydroenergetyką, uczyli się zasad funkcjonowania w gospodarce rynkowej.

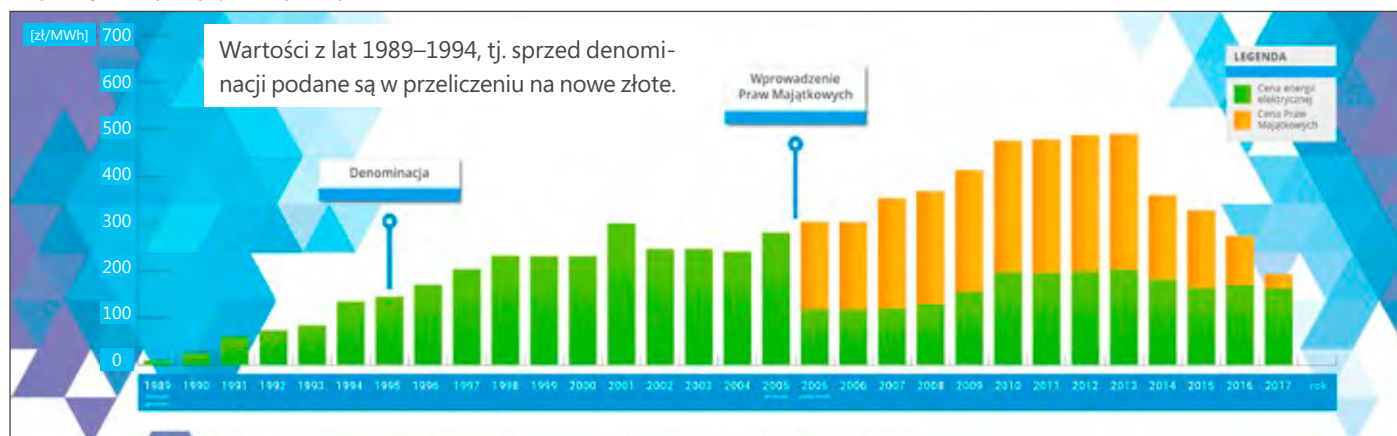
Warto też pamiętać, że trudne początki małej energetyki wodnej we współczesnej Polsce miały i swoje jasne strony. W tym czasie warunki prawne były może nieco niedoregulowane, ale przez to znacznie prostsze niż dziś, a wszelkie zmiany legislacyjne następowały w znacznie wolniejszym tempie niż obecnie. W 1997 roku uchwalono podstawową dla branży ustawę Prawo energetyczne, która liczyła... 13 stron! Tylko nieco obszerniejsze było uchwalone w 2001 roku Prawo wodne, które wszystkie problemy z uregulowaniem kwestii hydrologicznych zawierała na 45 stronach.

### UNIA EUROPEJSKA I ZIELONE CERTYFIKATY

W 2005 roku prezesem TRMEW został wybrany Kuba Puchowski (piastował funkcję przez siedem lat), a organizacja wkroczyła w okres młodzieńczy. Zbiegło się to z przełomem w funkcjonowaniu właścicieli MEW, dotyczącym sposobu sprzedaży wyprodukowanej energii. W wyniku przystąpienia Polski do Unii Europejskiej i transpozycji do polskiego prawa dyrektyw unijnych, m.in. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady Europy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, w Polsce wprowadzono jeden

z mechanizmów wsparcia dla tego typu źródeł. Zastosowano system obowiązkowego zakupu energii po określonej cenie wraz z systemem praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, tzw. zielonych certyfikatów. Elektrownie wodne, zaliczane do źródeł OZE, zyskały prawo do otrzymania zielonych certyfikatów. W przypadku MEW funkcjonujących wówczas na rynku, przejście do nowego systemu nie wiązało się ze wzrostem uzyskiwanej ceny za energię, a jedynie z rozbięciem tej ceny na dwa oddzielne składniki: cenę „energii czarnej” i cenę świadectw. Sam proces wejścia do nowego, dość skomplikowanego systemu i funkcjonowania w nim wymagał od właścicieli MEW wielu zabiegów. Konieczne stało się uzyskanie koncesji, założenie rachunku w domu maklerskim i wnioskowanie o certyfikaty, a później ich sprzedaż na nowo powstałej Towarowej Giełdzie Energii. Przewodnikiem dla członków TRMEW po tej skomplikowanej procedurze było stowarzyszenie. Wówczas także, w ramach TRMEW powstała tzw. Grupa Negocjacyjna, skupiająca producentów energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, w imieniu której przedstawiciele TRMEW negocjowali co roku atrakcyjne kontrakty na zakup praw majątkowych od członków Grupy. Było to rozwiązanie, które likwidowało dysproporcję pomiędzy dużymi graczami rynku energetycznego, skupującymi zielone certyfikaty, a małymi producentami energii, za którą one przysługiwały. Po latach działania Grupy Negocjacyjnej w sposób nieformalny, podjęto decyzję o jej dalszym funkcjonowaniu w nieco innej postaci. Zadania Grupy przejęła założona przez TRMEW i jej członków w 2013 roku spółka z o.o. – TRMEW Obrót. Z czasem zakres działań spółki obrotu znacznie się poszerzył i dziś, oprócz zakupu praw majątkowych, obejmuje również zakup

Ceny energii elektrycznej i praw majątkowych w latach 1989–2017



Źródło: Prywatne archiwum Aleksandry Augustowskiej, Walentego Kobusa oraz Kuby Puchowskiego



Źródło: TRMEW

energii elektrycznej od pojedynczych, często niewielkich wytwórców w celu agregacji ich wolumenu i dalszej odprzedaży m.in. na rynkach hurtowych. TRMEW Obrót zajmuje się także zakupem gwarancji pochodzenia potwierdzających pochodzenie energii elektrycznej z OZE, usługami konsultacyjnymi w zakresie handlu energią elektryczną pochodzącą z OZE oraz sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

#### OTWARCIE NA ŚWIAT

Nowy system funkcjonowania branży energetycznej wymusił na członkach i zarządzie Towarzystwa orientację w sposobie działania MEW w innych krajach. W 2007 roku TRMEW przystąpiło do zarządu Europejskiego Stowarzyszenia Małych Elektrowni Wodnych (ESHA), a od 2016 roku pozostaje członkiem Europejskiej Federacji Energii Odnawialnych (EREF). Dzięki współpracy z europejskimi organizacjami Towarzystwo zyskało cenne informacje na temat europejskich regulacji prawnych, które, jak wspomniana już dyrektywa o promocji energii z OZE, ale również, wprowadzająca wiele zamieszania Ramowa Dyrektywa Wodna, miały i mają coraz większy wpływ na prawo uchwalane w Polsce. Efektem współpracy jest również poznawanie innych rynków, światowej sławy firm – producentów maszyn i urządzeń dla MEW, udział w targach, konferencjach i spotkaniach, a przy wszystkich tych okazjach nieustanna wymiana doświadczeń. Spektakularnymi wydarzeniami, wynikającymi z przynależności do ESHA była współorganizacja w 2012 roku we Wrocławiu jednej z edycji odbywającej się cyklicznie międzynarodowej imprezy branży MEW – Kongresu i Targów Hidroenergia, a także udział w latach 2012–2015 w międzynarodowym projekcie RESTOR Hydro, współfinansowanym przez Komisję Europejską. M.in. z realizacją tego projektu wiązało się

założenie przez Towarzystwo innej spółki – TRMEW sp. z o.o., tym razem pozostającej całkowicie własnością Stowarzyszenia. Nie można zapominać, że oprócz wielu innych korzyści, współpraca międzynarodowa przyniosła wówczas wymierne zyski finansowe.

#### DZIAŁALNOŚĆ EDUKACYJNA

Towarzystwo nie zaniedbywało także działań edukacyjno-konsultacyjnych. Od 2007 roku, we współpracy z ekspertami wywodzącymi się ze współpracujących z TRMEW firm organizowało cykliczne szkolenia ABC... MEW+SEP dla przyszłych inwestorów, a także inne szkolenia i warsztaty w miarę pojawiania się nowych zjawisk i potrzeb branży. Z biegiem lat, działania prowadzone przez stowarzyszenie stały się coraz bardziej profesjonalne. Takiego podejścia wymagało zmieniające się otoczenie. W 2012 roku TRMEW zaprzestało wydawania dość swobodnie redagowanych biuletynów i rozpoczęło edycję specjalistycznego kwartalnika „Energetyka Wodna”, jedyne na rynku polskim pisma, obejmującego tematyką wszystkie obszary związane z branżą nie tylko małej, ale i dużej energetyki oraz gospodarki wodnej. Z czasem, choć ciągle wspierana i nadzorowana merytorycznie przez TRMEW, „Energetyka Wodna” zaczęła funkcjonować jako odrębna firma.

#### USTAWOWA REWOLUCJA

Im bliżej współczesności, tym większe wyzwania dla Towarzystwa pojawiały się w obrębie stanowionego prawa. Regulacje prawne warunkujące funkcjonowanie i rozwój MEW stają się z roku na rok coraz bardziej obszerne i skomplikowane, a tempo wprowadzanych zmian – zawrotne. Prawo energetyczne rozrasta się z pierwotnych 13 stron do 121, a uchwalone 20 lipca 2017 roku nowe Prawo wodne z 45 do 415 stron. Do tego 20 lutego 2015 została uchwalona ustawa o odnawialnych źródłach energii,

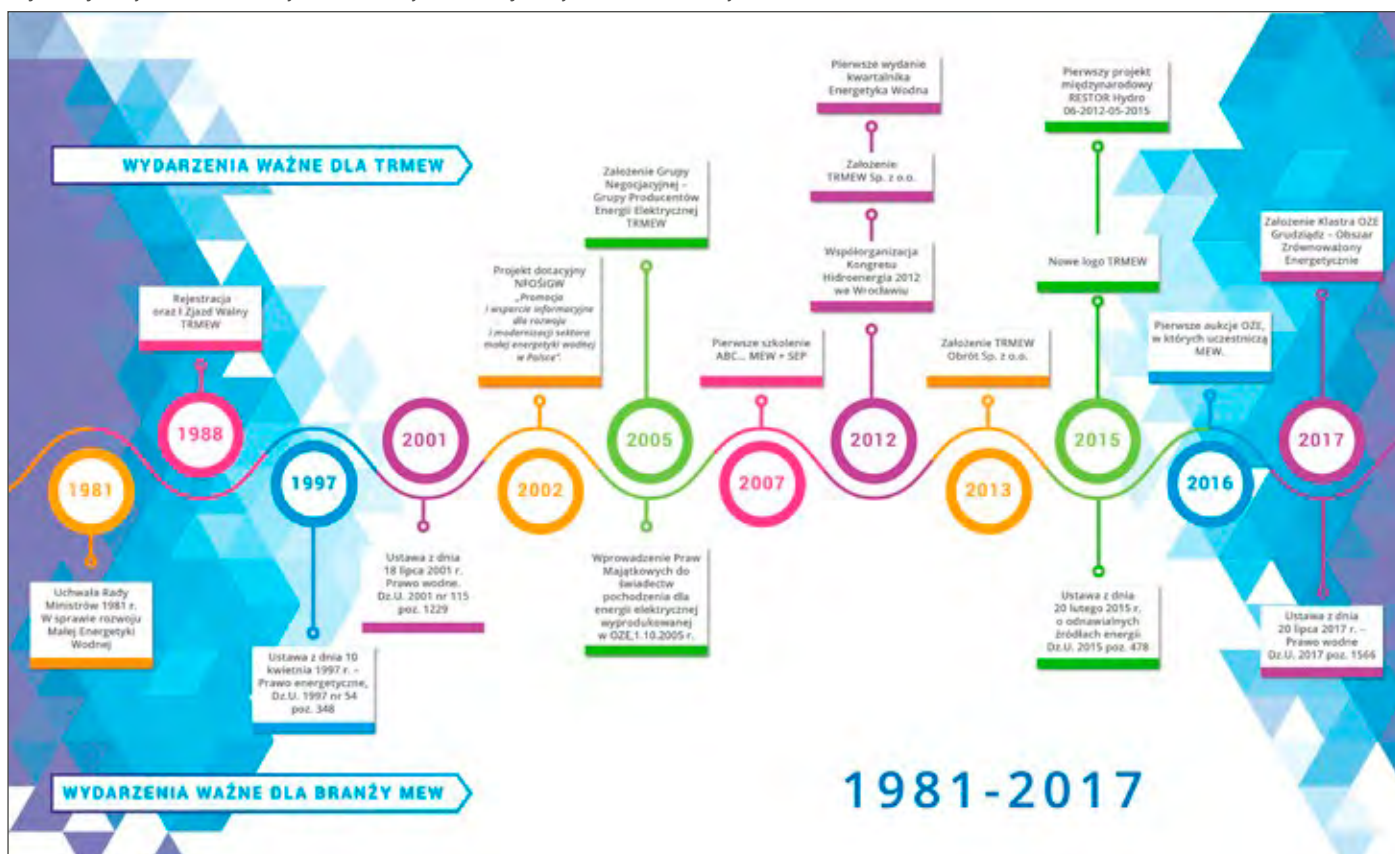
która rozstrzygała o wygaszaniu dotychczasowego systemu zielonych certyfikatów i wprowadzeniu w jego miejsce ogromnie zagmatwanego systemu aukcyjnego. Warto przy okazji dodać, że to właśnie mali przedsiębiorcy – właściciele MEW brali udział w pierwszych przeprowadzanych w ramach tego systemu w 2016 roku aukcjach OZE, które okazały się eksperymentem na żywym organizmie. Mając na uwadze ten stan rzeczy, zarząd TRMEW podjął decyzję o profesjonalizacji również sfery związanej z legislacją, powołując w 2015 roku koordynatora działań w obszarze śledzenia oraz konsultowania tworzonych i zmienianych aktów prawnych, zajmującego się w imieniu TRMEW wyłącznie i w pełnym wymiarze czasu pracy tymi tylko działaniami. Dostosowując się do trendów i oczekiwań rynku energii, w 2017 roku TRMEW zainicjowało powstanie w Grudziądzu klastra energii nazwanego Obszarem Zrównoważonym Energetycznie, który uzyskał certyfikat Ministra Energii i jest w grupie pierwszych w Polsce pilotażowych tworów tego typu.

W opisywanym okresie stanowisko obejmowali kolejni prezisi. W latach 2012–2014 prezesem zarządu był Andrzej Grześ, w latach 2014–2017 funkcję tę pełnił Robert Szlęzak, a w 2017 roku prezesurę objęła, pisząca te słowa, Ewa Malicka.

#### TRMEW OBECNIE

I tak, trzymając się analogii etapów rozwoju człowieka, TRMEW wkracza właśnie w okres dojrzałości. To pora na pewne podsumowania, które powinny dać odpowiedź na pytanie, w jakiej kondycji jest organizacja i dokąd zamierza pójść dalej. TRMEW liczy obecnie 379 członków, w tym 180 właścicieli MEW, 10 członków honorowych oraz 2 wspierających. Liczba członków władz została, w wyniku podjętych uchwał, ograniczona do

Najważniejsze wydarzenia dla branży MEW i Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych w latach 1981-2017



Źródło: TRMEW

11 w stosunku do początkowych niemal 20 osób wchodzących w skład władz. Decyzja ta wynikała z potrzeby zapewnienia większej efektywności i racjonalności działania. Towarzystwo współpracuje ściśle ze spółkami TRMEW Obrót, TRMEW i „Energetyką Wodną”, a także innymi firmami partnerskimi. Biuro TRMEW, które z czasem również coraz bardziej się profesjonalizowało, mieści się obecnie w Grudziądzu w malowniczo usytuowanym budynku małej elektrowni wodnej Trynka. Stan finansów organizacji jest przedmiotem troski kolejnych skarbników, których zadanie od początku funkcjonowania organizacji, nie należało do łatwych, a problem ścigalności składek członkowskich zawsze wywoływał długie debaty na zjazdach i apele zaniepokojonych prezesów. Tak jest i obecnie. Jednak z pomocą dodatkowych przychodów z rozmaitych projektów i działań, w jakie angażuje się organizacja, a także z pomocą firm sponsorskich oraz społecznych działań wielu związanych z TRMEW osób, prawdopodobnie uda się przezwyciężyć każdy kryzys.

### PLANY NA PRZYSZŁOŚĆ

Odpowiadając na pytanie o dalszy plan działań, można zapowiedzieć, że TRMEW zamierza nadal dbać o potrzeby członków i odpowiadać na nie poprzez konsultowanie tworzonych i zmieniających aktów praw-

nych, regulujących warunki funkcjonowania i rozwoju MEW. Na tym polu w najbliższych dwóch latach celem organizacji jest zapewnienie właścicielom najstarszych MEW „miękkiego lądowania” przy wychodzeniu z kończącego się okresu korzystania z aktualnych instrumentów wsparcia. Ważne wydaje się również wypracowanie rozwiązań prawno-finansowych, które staną się impulsem do ponownego, po trwającym okresie wyhamowania i destabilizacji, wzrostu liczby realizowanych inwestycji MEW.

Towarzystwo będzie również w dalszym ciągu umożliwiała dotarcie do najlepszych ekspertów wspierających inwestorów na każdym etapie realizacji przedsięwzięć z dziedziny MEW oraz w każdym aspekcie działalności operacyjnej. Organizacja będzie nadal angażować się w działania edukacyjne, poprzez organizowanie specjalistycznych szkoleń i warsztatów. TRMEW będzie też kontynuowała działania informacyjne skierowane do członków organizacji, jak i szerszego grona odbiorców, wydając newslettery i „Energetykę Wodną”, a także organizując i współorganizując spotkania informacyjne, konferencje i zjazdy. TRMEW zamierza także kontynuować współpracę międzynarodową oraz nie ustawać w działaniach zmierzających do zyskania dofinansowania swoich działań z funduszy zarówno krajowych, jak i europejskich.

Towarzystwo Rozwoju Elektrowni Wodnych wchodzi zatem w okres dojrzałości z bogatym doświadczeniem dbania o dobro właścicieli MEW i zabiegania o interesy branży małej energetyki wodnej. Doświadczenie to zostało zdobyte dzięki zaangażowaniu i pracy wielu osób, których nie sposób wymienić, ale którzy przecież znani są wszystkim, którzy kiedykolwiek uczestniczyli w zjazdach TRMEW, czy w inny sposób zetknęli się z działalnością Towarzystwa. Doświadczenie to pozwala też myśleć o przyszłości może nie z nadmiernym optymizmem, ale z przekonaniem, że Towarzystwo i jego członkowie poradzą sobie w zmieniających się warunkach gospodarczych i prawnych. Członkowie zaś TRMEW mogą być pewni, że Towarzystwo będzie dalej zabiegać o zabezpieczenie ich praw i walczyć o jak najkorzystniejsze rozwiązania legislacyjne i administracyjne, a w razie potrzeby wesprze wiedzą ekspercką – tak jak to było w czasach działania punktu konsultacyjnego.



Ewa Malicka  
Prezesa Zarządu TRMEW

# Na szlaku małej energetyki wodnej – podsumowanie wyjazdu studyjnego HYPOSO

**W pierwszej połowie maja br. dwudziestu trzech przedstawicieli branży hydroenergetycznej z Ameryki Łacińskiej i Afryki miało wyjątkową okazję wziąć udział w biznesowej podróży studyjnej, pełnej elektrowni wodnych i zakładów produkujących wyposażenie dla branży hydroenergetycznej w Niemczech, Austrii i we Włoszech. Wyjazd ten był punktem kulminacyjnym projektu HYPOSO, a jego celem była wymiana wiedzy i doświadczeń pomiędzy uczestnikami oraz nawiązanie współpracy z potencjalnymi partnerami biznesowymi z europejskiego sektora hydroenergetycznego.**

Pomiędzy trzecim a trzynastym maja br. odbył się wyjazd studyjny HYPOSO, w którym wzięło udział 23 uczestników z Kamerunu, Ugandy, Boliwii, Ekwadoru i Kolumbii. Wszyscy z nich byli bezpośrednio związani z sektorem hydroenergetycznym w krajach ich pochodzenia, zajmując stanowiska prezesów lub dyrektorów generalnych firm zarządzających elektrowniami wodnymi, przedstawicieli obiektów pilotażowych HYPOSO, deweloperów projektów hydroenergetycznych, dyrektorów generalnych lub kierowników projektów reprezentujących biura projektowe, burmistrzów, inżynierów budownictwa i specjalistów ds. planowania energetycznego. Podczas wizyty mieli oni okazję zapoznać się z ofertą wiodących europejskich producentów wyposażenia hydroenergetycznego, a także odwiedzić elektrownie wodne, w tym nowe obiekty zbudowane zgodnie z najwyższymi obowiązującymi standardami technicznymi i środowiskowymi (St. Anton, Obervellach II, Sellrain, Fotsch), a także elektrownie wodne Jochenstein i Möhne, które mogą pochwalić się ciekawą historią i wieloletnim wsparciem krajowych systemów elektroenergetycznych. Trasa wiodła przez Bawarię, przez malownicze, alpejskie obszary Austrii i Włoch, rozległe niziny Nadrenii Północnej-Westfalii i Holandii, aż do Morza Północnego. Wyjazd studyjny zakończył się w Holandii wydarzeniem finałowym, które miało miejsce w Instytucie Edukacji Wodnej (IHE Delft Institute for Water Education). Podczas konferencji podsumowano wyniki projektu HYPOSO, a jej uczestnicy mogli wziąć udział w dyskusji dotyczącej wyzwań dla rozwoju małej energetyki wodnej w Afryce, Ameryce Łacińskiej i Europie. Wyjazd został zorganizowany od podstaw i poprowadzony przez Michała Lisa i Dominikę Wójtowicz (TRMEW, czasopismo „Energetyka Wodna”,

przy wsparciu Bernharda Pelikana (Frosio Next). Inni partnerzy projektu zaangażowani w organizację wyjazdu studyjnego to Ingo Ball (WIP Renewable Energies), który pomagał w uzyskaniu wiz dla uczestników, Miroslav Marenc (IHE Delft), organizujący wydarzenie finałowe oraz Ewa Malicka (TRMEW), odpowiedzialna za komunikację w zespole oraz nadzór nad przebiegiem projektu.

## Dzień 1

Punktem startowym wyjazdu HYPOSO było Monachium, zapewniające dogodne połączenia lotnicze. Ze względu na różne godziny przylotów, ten dzień został zarezerwowany na zgrupowanie uczestników. Wyjazd rozpoczął się od zwiedzania Starego Miasta z przewodnikiem, podczas którego uczestnicy mieli okazję poznać siebie nawzajem, jak i bogatą historię Bawarii. Pierwszym punktem wycieczki po mieście był Hofbrauhaus, historyczny browar i pijalnia piwa, gdzie uczestnicy mogli spróbować regionalnej kuchni i doświadczyć bawarskiej kultury, w tym występów muzycznych na żywo. W dalszej części wycieczki grupa zobaczyła takie ikoniczne miejsca jak: Plac Mariacki, Kościół Najświętszej Maryi Panny, Plac Króla Maksymiliana Józefa otoczony m.in. Teatrem Narodowym i Rezydencją Monachijską, a także centrum handlowe Fünf Höfe, będące przykładem współczesnej architektury, projektu Jacquesa Herzoga i Pierre'a de Meurona. Pierwszy dzień zakończył się kolacją, podczas której uczestników powitali Michał Lis, organizator wyjazdu studyjnego oraz Ingo Ball, koordynator projektu HYPOSO.

## Dzień 2

Grupa rozpoczęła drugi dzień wyjazdu studyjnego HYPOSO od zwiedzania transgranicznej elektrowni wodnej Jochenstein, o przykuwającej wzrok architekturze,



Fot. 1. Od góry: punkt rejestracji uczestników w hotelu Leonardo w Monachium, wnętrze restauracji Hofbrauhaus

mocy 132 MW i rocznej produkcji 850 GWh, obsługiwanej przez firmę Verbund AG. Jochenstein była pierwszą elektrownią zbudowaną w Austrii na Dunaju po drugiej wojnie światowej i największą elektrownią przepływową w Europie Środkowej. Do dziś pozostaje największą elektrownią przepływową w Niemczech. System jazów leży po austriackiej stronie rzeki, a służy po stronie niemieckiej. Pomiędzy nimi znajduje się budynek elektrowni, w której zainstalowano pięć turbin Kaplana w układzie pionowym. Uczestnicy wyjazdu HYPOSO odwiedzili również firmy Global Hydro Energy i Voith Hydro, gdzie zapoznali się z rozwiązaniami typu „water to wire”, systemami zdalnego sterowania, w tym koncepcjami cyfrowej elektrowni i cyfrowego centrum wsparcia, turbinami wodnymi zaprojektowanymi dla małych elektrowni wodnych (w tym rozwiązaniami M-Line i StreamDivers), a także mieli możliwość zobaczenia, jak działają ich imponujące zakłady produkcyjne. Dziękujemy uprzejmie: Ewaldowi Karlowi, Thomasowi Sage-derowi, Natalii Silvi Vera z Global Hydro Energy oraz Radu Cârji, Stuartowi Kingo-



Fot. 2. Od lewej: Elektrownia wodna Jochenstein, zakład produkcyjny Global Hydro, oddział produkcyjny Voith Large Hydro

wi, Sebastianowi Mayerhoferowi z Voith Hydro za miłe powitanie, gościnność i podzielenie się interesującymi i cennymi informacjami o swoich firmach, produktach i możliwościach współpracy.

### Dzień 3

Trzeciego dnia trasa skierowała grupę do firmy Gugler Water Turbines, gdzie w rodzinnej atmosferze i pięknej siedzibie w Feldkirchen uczestnicy zapoznali się z ofertą turbin wodnych i możliwościami ich zastosowania na przykładach z Ameryki Łacińskiej i Afryki. Stuletnie doświadczenie rodziny Gugler w dziedzinie energetyki wodnej oraz tysiąc hydrozespołów zaprojektowanych i dostarczonych na całym świecie były świetnymi tematami do niekończących się dyskusji. Uczestnicy odwiedzili również nowoczesne laboratorium Andritz Hydro w Linz, gdzie jednostki hydroenergetyczne są dokładnie te-

stawiane, aby zagwarantować najwyższą wydajność dla najbardziej wymagających klientów. Trzecim punktem na trasie była firma Braun Maschinenfabrik, prezentująca nam swoją bogatą ofertę najwyższej jakości osprzętu mechanicznego dla hydroenergetyki, w tym m.in. krat i czyszczarek krat, zamknięć segmentowych, zamknięć systemów dennych, jazów zasuwowych oraz walcowych zamknięć awaryjnych i remontowych. Z przyjemnością odwiedziliśmy wyjątkowy zakład produkcyjny z wystawą historyczną, pamiętającą czasy cesarza Franciszka Józefa I, który odwiedził tę fabrykę w 1890 roku (produkującą wówczas pilniki). Ostatnia wizyta tematyczna odbyła się w małej elektrowni wodnej o mocy 905 kW należącej do rodziny Braun i zbudowanej w 2019 roku, która reprezentuje nowoczesne i zrównoważone podejście do projektowania w hydroenergetyce, dostarczając około 3 GWh

czystej energii rocznie. Do najważniejszych parametrów technicznych elektrowni wodnej Ager można zaliczyć: turbinę Kaplana o średnicy 1805 mm i czterech łopatach wirnika, wykorzystującą przepływ 17 m<sup>3</sup> i spad 5,95 m, napędzaną łańcuchem poziomą czyszczarką do krat i aktywną przepławkę dla ryb opartą na śrubie Archimedesesa. Grupa zakończyła ten dzień przyjemną wycieczką po Salzburgu. Uczestnicy mogli podziwiać historyczne centrum miasta, które zostało wpisane na listę światowego dziedzictwa UNESCO w 1996 roku, w tym twierdzę Hohensalzburg, katedrę św. Ruperta, Residentplatz, Kawiarnię Tomaselli (najstarszą kawiarnię w Europie Zachodniej) i dom narodzin Mozarta. Wycieczka po mieście zakończyła się kolacją w restauracji Zipfer Bierhaus, jednej z najstarszych karczm piwnych w centrum Salzburga. Dziękujemy za ciepłe przyjęcie: Aloisowi Guglerowi, Gerhardowi Gu-



Fot. 3. Od lewej: prezentacja w siedzibie firmy Gugler, uczestnicy Study Tour w laboratorium Andritz Hydro, zwiedzanie Salzburga – Kapitelplatz, MEW Ager należąca do rodziny Braun

glerowi, Lukasowi Peerowi, Florianowi Altendorferowi z firmy Gugler, Markusowi Schneebergerowi, Peterowi Grafenbergerowi z firmy Andritz, Lennartowi M. Braun i Alfredowi Mayr z firmy Braun.

#### Dzień 4

Uczestnicy wyjazdu HYPOSO spędzili cały czwarty dzień zwiedzając będącą obecnie w budowie elektrownię wodną Obervellach II, należącą do firmy ÖBB. Po tym, jak elektrownia Obervellach osiągnęła koniec swojej żywotności technicznej, od pewnego czasu w okolicy trwają intensywne prace budowlane i wyburzeniowe. Między innymi prowadzone są intensywne prace nad żelbetonowymi konstrukcjami ujęć wody na potokach Mallnitzbach, Dösenbach i Kaponigbach. Projekt Obervellach II zastąpi istniejące obiekty w lokalizacjach Obervellach i Mallnitz. W wyniku tej inwestycji planuje się zwiększenie produkcji o 30%. Budowa tego obiektu rozpoczęła się w 2020 roku, a uruchomienie nowo powstałej elektrowni planowane jest na marzec 2024 roku. Dane techniczne tej elektrowni wodnej przedstawiono poniżej:

- moc instalowana – 37 MW,
- roczna produkcja energii – 125 GWh,
- przepływ – 9 m<sup>3</sup>/s,
- wysokość piętrzenia – 488 m,
- pojemność kawerny retencyjnej – 60 000 m<sup>3</sup>,

- pojemność zbiornika wyrównawczego – 60 000 m<sup>3</sup>.

Grupa miała szczęście znaleźć się w idealnym momencie, aby zobaczyć całe wyposażenie przygotowane w elektrowni do montażu i wejść do kawerny retencyjnej, która będzie wypełniona wodą podczas pracy elektrowni wodnej. Jako, że układ elektrowni z trzema ujęciami, rurociągami, kawerną, budynkiem elektrowni, zbiornikiem wyrównawczym i dodatkową MEW jest dość skomplikowany i rozmieszczony na dużym obszarze, zrozumienie wyrafinowanego piękna tego projektu hydrotechnicznego wymaga odrobiny czasu na analizę. Co ciekawe, energia produkowana w tej elektrowni będzie w pełni wykorzystywana przez Austriackie Koleje Federalne (ÖBB), które wykorzystują inną częstotliwość prądu przemiennego (16,7 Hz), niż ma to miejsce w zwykłej sieci elektroenergetycznej. W tym przypadku inwestor zdecydował się na budowę drugiej małej elektrowni wodnej, by zaspokoić wewnętrzne zapotrzebowanie na energię elektryczną głównego obiektu. Budowa nowej elektrowni wodnej Obervellach II przyniesie wiele korzyści dla środowiska. Nie tylko zwiększy się produkcja czystej energii elektrycznej, ale ogólna sytuacja ekologiczna również ulegnie znacznej poprawie. Przepływ minimal-

ny zostanie zapewniony z wykorzystaniem najnowocześniejszych urządzeń technologicznych. Życie mieszkańców z sąsiedztwa ulegnie znacznej poprawie, dzięki przeniesieniu budynku elektrowni do istniejącej strefy przemysłowej, co zmniejszy hałas i wibracje podczas pracy. Nowy rurociąg ułożony pod ziemią, odmiennie niż miało to miejsce w przeszłości, znacząco przyczyni się do upiększenia krajobrazu. Wszyscy uczestnicy i organizatorzy chcieliby uprzejmie podziękować firmie ÖBB Infra, a w szczególności Clemensowi Oberlechnerowi za interesującą prezentację elektrowni wodnej i zorganizowanie transportu uczestników w obrębie terenu inwestycji.

#### Dzień 5

Piątego dnia grupa HYPOSO przeniosła się w pobliże Bolzano we Włoszech i miała przyjemność odwiedzić otwartą dla zwiedzających elektrownię wodną St. Anton, wyposażoną w hydrozespoły wyprodukowane przez firmę Troyer o łącznej mocy instalowanej 90 MW. Ta nowoczesna, elastyczna elektrownia wodna zastąpiła dotychczasową elektrownię, która została wyłączona z eksploatacji. Pierwsza hydroelektrownia została zbudowana w latach 1948–1951 i dysponowała spadem 600 m i mocą instalowaną 72 MW. Elektrownia wodna St. Anton została odnowio-



Fot. 4. (Od lewej): Hala maszyn elektrowni wodnej Obervellach II – ujęcie wody, uczestnicy gotowi do zwiedzania budowy, rozdzielnia elektrowni i rurociąg (w tle), kawerna zbiornika retencyjnego



Fot. 5. Od lewej: Elektrownia wodna St. Anton – podziemna hala maszyn, zbiornik retencyjny, Bolzano – Plac Walthera i Katedra, Rencio – studnia „Zigglbrunnen” z VII w.

na i zmodernizowana w latach 2016–2019 i jest projektem modelowym w zakresie innowacji technicznych i świadomego ekologicznie, zrównoważonego wykorzystania potencjału odnawialnych źródeł energii na terenie Europy. Nowa koncepcja, obejmująca podziemną sztolnię pełniącą funkcję zbiornika retencyjnego o pojemności 90 000 m<sup>3</sup>, rozwiązała niektóre wcześniejsze problemy z tzw. zjawiskiem „hydropeaking” w rzece Talfer, powodującego zagrożenie dla ludzi i organizmów rzecznych. Podziemna sztolnia została wedle pierwotnych założeń zaprojektowana jako otwarta dla zwiedzających, którzy mogą odbyć niewyobrażalny spacer po specjalnej platformie ponad taflą wody i podziwiać kolorowy pokaz świetlny. Dzień zakończył się relaksującą wycieczką z przewodnikiem po historycznym centrum Bolzano, które oczarowało uczestników niesamowitą architekturą i ciekawą historią. Na trasie spaceru znalazło się kilka obowiązkowych punktów do zobaczenia, m.in.: Plac Walthera, katedra, siedziba Rady Prowincji Bolzano, siedziba Izby Handlowej, Plac targowy. Na zakończenie dnia uczestnicy mogli delektować się południowotyrolską kuchnią w restauracji Franziskanerstuben. Grupa chciałaby uprzejmie podziękować firmie Eisackwerk za umożliwienie odwiedzenia elektrowni wodnej St. Anton oraz Rafaelowi Farfanowi, przedstawicielowi firmy Troyer za prezentację obiektu i po-

dzielenie się z nami obszerną wiedzą na jego temat.

#### Dzień 6

Szósty dzień przeznaczony był na zwiedzanie firmy Troyer, gdzie uczestnicy mogli bliżej przyjrzeć się całemu procesowi produkcji wysokiej jakości turbin wodnych, zaworów kulowych oraz systemów sterowania i automatyki. Nowoczesny i rozległy zakład produkcyjny obejmuje następujące działy: spawalnię, lakiernię, produkcyjny, montażu wstępnego, elektrotechniczny, dział IT i automatyki oraz serwis i obsługę techniczną. Uczestnicy mogli również dowiedzieć się o wyzwaniach związanych z pracą elektrowni wodnych na rzekach lodowcowych, niosących zwiększoną ilość materiału skalnego. Powoduje to szybką erozję wirników turbin, co wymaga stosowania specjalnych powłok ochronnych w celu zwiększenia ich trwałości. Nieplanowanym punktem tego dnia była wizyta w MEW Wiesen w Sterzing, należącej do Wiesen Konsortium i wyposażonej w trzy turbiny Francisca firmy Troyer o łącznej mocy 3295 kW. Zostały one dobrane w taki sposób, że każda z nich ma inną moc instalowaną i może pracować niezależnie lub razem w dowolnej konfiguracji, co umożliwia MEW pracę w optymalnym zakresie i osiągnięcie maksymalnej produkcji, ze względu na zmienne przepływy rzeki. Ostatnim punk-

tem tego dnia była wizyta w firmie Wild Metal. Nowoczesna siedziba w stylu motocyklowym była idealnym miejscem do podziwiania metalowych dzieł sztuki, które wyszły spod ręki firmowych specjalistów. Wyprodukowane w firmie ujęcia wody charakteryzują się wieloma sprytnymi detalami, zapewniającymi wykorzystanie potencjału rzeki, co do ostatniej kropli wody. Firma oferuje m.in. różnego rodzaju kraty wlotowe, w tym typu Coanda, czyszczarki krat, systemy usuwania materiału rzeczno, zamknięcia, obróbkę rur, ujęcia wody i osadniki. Pełna wrażeń wizyta była dopełniona możliwością doświadczenia wspaniałego dźwięku motocykla marki Harley-Davidson, jak również skosztowania pysznych przekąsek. Dziękujemy za ciepłe przyjęcie: Norbertowi Troyerowi, Federico Bruccoleriemu z firmy Troyer oraz Markusowi Wildowi i Danielowi Poligowi z firmy Wild Metal.

#### Dzień 7

Siódmego dnia wycieczki studyjnej HYPOSO trasa zaprowadziła grupę do firmy Tiroler Rohre, jednego z największych europejskich producentów rur z żeliwa sferoidalnego, które mają wiele możliwych obszarów zastosowań: wodociągi, kanalizacja, energetyka wodna, naśnieżanie stoków narciarskich, systemy przeciwpożarowe i rozwiązania dla retencji miejskiej. Podczas ekscytującej wycieczki uczest-



Fot. 6. Od lewej: Zakład produkcyjny firmy Troyer, elektrownia Wiesen, zakład produkcyjny firmy Wild Metal

nicy mieli okazję poznać cały proces produkcji rur od surowca do wysokiej jakości produktu końcowego, który może być eksploatowany nawet przez 100 lat. Co ciekawe, firma Tiroler Rohre działa w ramach gospodarki o obiegu zamkniętym, co oznacza, że wykorzystuje złom do produkcji rur, więc w niektórych przypadkach stare rury mogą być wykorzystane do produkcji nowych. Kolejnymi punktami na trasie były elektrownie wodne Sellrain i Fotsch, które są wyposażone w rurociągi derywacyjne produkcji Tiroler Rohre i wykorzystują potencjał hydroenergetyczny potoków Melach i Fotscherbach. Elektrownia wodna Sellrain o mocy ok. 12 MW dostarczanej przez dwie 4-dyszowe turbiny Peltona składa się z dwóch ujęć wody (dostarczonych przez Wild Metal, rurociągów o długości ok. 9,24 km oraz hali maszyn, która znajduje się w sztolni. Budowa

elektrowni rozpoczęła się jesienią 2021 r., a koszt tej inwestycji wynosi około 52 mln euro. Z drugiej strony, MEW Fotsch jest wyposażona w rurociąg o długości 2,23 km i 5-dyszową turbinę Peltona o mocy 2 MW. Co ciekawe, MEW Sellrain wykorzystuje wodę przepracowaną wcześniej przez MEW Fotsch. Generatory do tych elektrowni zostały dostarczone przez firmy Nidec Leroy-Somer i AEM-Anhaltische Elektromotorenwerk Dessau. Te małe elektrownie wodne są inicjatywą grupy obejmującej 6 lokalnych wspólnot. Grupa chciałaby uprzejmie podziękować Thomasowi Fritzowi z Tiroler Rohre i Charly'emu Jansenbergerowi, reprezentującym MEW Sellrain i Fotsch, za wspaniałe przyjęcie.

#### Dzień 8

Ósmy dzień HYPOSO Study Tour przywitał grupę deszczem, jednak nie zmniejszyło to entuzjazmu uczestników, ponieważ



Fot. 8. Od góry: Pałac Linderhof – pamiątkowe zdjęcie uczestników, prezentacja firmy Ossberger

na ten poranek zaplanowana była wizyta w pałacu Linderhof. Znajduje się on w południowo-zachodniej Bawarii w pobliżu miejscowości Ettal i został zbudowany przez króla Ludwika II. Podczas tej wizyty uczestnicy wyjazdu studyjnego mieli niepowtarzalną okazję podziwiać wspaniały przykład neobarokowego stylu architektonicznego z końca XIX wieku. Pałac i otaczający go park krajobrazowy były malowniczym tłem do nawiązywania kontaktów i twórczych dyskusji. Po zwiedzaniu grupa udała się w długą trasę



Fot. 7. Od góry: Demonstracja wytrzymałości rur produkcji Tiroler Rohre, MEW Sellrain – podziemna hala maszyn, ujęcie wody



Fot. 9. Od lewej: Pomnik ofiar katastrofy z 17 maja 1943 r., Zapora Möhne – hala maszyn, upusty denne

do Weißenburga w Środkowej Francji, gdzie znajduje się siedziba firmy Ossberger. Podczas ciekawej prezentacji uczestnicy mogli zapoznać się z zakresem profilu produkcyjnego firmy oraz opatentowanymi turbinami Banki-Mitchella (cross-flow), które są głównym obszarem działalności firmy Ossberger. Prostota konstrukcji tego typu turbin wodnych z tylko trzema ruchomymi elementami wymaga minimalnego zakresu konserwacji i maksymalną niezawodność, co jest kluczowym czynnikiem dla projektów hydroenergetycznych zlokalizowanych w odległych obszarach. Co więcej, turbiny cross-flow wymagają je-

dynie pięciu procent przepływu projektowego do rozpoczęcia pracy i radzą sobie z wahaniami przepływu, co czyni je idealnym rozwiązaniem dla wdrożeń poza siecią (off-grid). Po wprowadzeniu teoretycznym uczestnicy zostali zaproszeni do fabryki, gdzie mogli zobaczyć poszczególne etapy produkcji turbin, w tym przygotowanie wstępnych komponentów, wyniki skomplikowanego procesu spawania i finalne produkty gotowe do wysyłki na cały świat. Grupa chciałaby serdecznie podziękować dr. Karlowi Friedrichowi Ossbergerowi, Jessice Mayer, Markusowi Sauerbeckowi i Holgerowi Franke za ciepłą, rodzinną atmosferę i doskonałe przyjęcie.

### Dzień 9

Dziewiąty dzień HYPOSO Study Tour był głównie „dniem podróży” ze względu na fakt, że grupa musiała dotrzeć do Delft w Holandii, który był ostatnim punktem wycieczki. Niemniej jednak, zaplanowano jeszcze jedną ważną wizytę i zwiedzanie zapory Möhne, obsługiwanej przez przedsiębiorstwo publiczne Ruhrverband, której budowa doprowadziła do powstania jednego z największych zbiorników wodnych w ówczesnej Europie. Został on oddany do użytku w 1913 roku, po zaledwie pięciu latach prac budowlanych. Zbiornik Möhne stanowił niegdyś filar zaopatrzenia w wodę Zagłębia Ruhry i nadal zapewnia



Fot. 10. Widok na zapórę od strony wody dolnej

28% całkowitej pojemności retencyjnej regionu, wnosząc tym samym istotny wkład w kontrolowanie odpływu rzeki Ruhry. Kamienna zaporę o lekko łukowatym kształcie wykonana jest z surowca pozyskanego w kamieniołomach. Ma 650 metrów długości, do 40 metrów wysokości i może pomieścić do 134,5 mln m<sup>3</sup> wody. Zaporę ta została zniszczona przez bombowce Avro Lancaster, będące w służbie 617-go Dywizjonu Bombowego „Dambusters”, podczas operacji Chastise w nocy z 16 na 17 maja 1943 r. (wraz z zaporą Edersee w północnej Hesji). Konstrukcja bomb skaczących umożliwiła im przeskoczenie nad siatkami ochronnymi zawieszonymi w wodzie. W zaporze powstała dziura o wymiarach 77 m na 22 m, a wywołana fala powodziowa zabiła co najmniej 1579 osób. Odbudowa zapory została zakończona 23 września 1943 roku. Zwiedzanie zapory i spacer po centralnej części korony na sześć dni przed 80. rocznicą jej zombardowania, sprzyjały refleksji i zadumie nad historią, teraźniejszością i przyszłością. Pierwotna elektrownia wodna została doszczętnie zniszczona w 1943 r., dlatego konieczne było zbudowanie nowej. Budynek nowej hali maszyn został zbudowany w latach 1950–1954, około 250 m poniżej zapory, na lewym brzegu zbiornika wyrównawczego. Maksymalny prze-



Fot. 11. Od lewej: mowa powitalna wygłoszona przez Eddyego Moorsa, dyrektora IHE Delft, panel dyskusyjny

pływ 24 m<sup>3</sup>/s, dostarczany jest do dwóch turbin Kaplana o osi pionowej, które mogą generować średnio do 12,9 GWh energii elektrycznej rocznie, przy wykorzystaniu generatorów o mocy instalowanej 3500 kW każdy. Obecnie elektrownia wodna Möhne działa jako elektrownia szczytowa, dostosowując produkcję do bieżącego zapotrzebowania na energię w sieci elektrycznej. Co zaskakujące, elektrownia wodna nie pracuje obecnie z mocą zainstalowaną 7 MW, ze względu na fakt niekorzystnych stawek dla obiektów powyżej 5 MW, więc bardziej opłacalne dla operatora jest ograniczenie jej mocy. Grupa chciałaby serdecznie podziękować Ludgerowi Harderowi za niezapomnianą wycieczkę po tym ponadczasowym obiekcie.

### Dzień 10

Ostatni dzień wyjazdu studyjnego HYPOSO był w całości poświęcony udziałowi w wydarzeniu finałowym, zorganizowanym przez Miroslava Marencę i Ingo Balla w Instytucie Edukacji o Wodzie. Wczesny poranek był zarezerwowany na rozmowy B2B, spotkania matchmakingowe i miniwystawę, na której marka IOZE hydro i firma Turbulent prezentowały swoje produkty. Publiczność została powitana przez Eddyego Moorsa, dyrektora IHE Delft. Po wprowadzeniu dokonanych przez Ingo Balla i Miroslava Marencę, przemówienie wygłosiła Hélène Chraye, zastępca dyrektora Clean Planet i szef działu Clean Energy Transition, Dyrekcji Generalnej ds. Badań Naukowych i Innowacji Komisji Europejskiej. Następnie drugą prezentację wygłosił Dirk Hen-



Fot. 12. Pamiątkowe zdjęcie wszystkich uczestników HYPOSO Study Tour przy zaporze Möhne



Fot. 13. Budynek Uniwersytetu w Delft

dricks sekretarz generalny EREF na temat europejskich wysiłków na rzecz wsparcia sektora hydroenergetycznego. W kolejnej części konferencji uczestnicy zapoznali się z wynikami projektu HYPOSO i wzięli udział w dyskusji panelowej. Petras Punys z Uniwersytetu Witolda Wielkiego zaprezentował mapę HYPOSO, przydatne narzędzie dla środowiska akademickiego i branży hydroenergetycznej. Budowanie potencjału wiedzy, które było częścią projektu HYPOSO, zostało podsumowane przez Mirosława Marencę. Kolejną prezentację przedstawili Bernhard Pelikan z firmy Frosio Next. Opisał on i skomentował 15 projektów pilotażowych w pięciu krajach. Ostatnią prezentację pt. „Ramowe uwarunkowania dla małej energetyki wodnej – doświadczenia z trzech kontynentów” przedstawiła Ewa Malicka (TRMEW). Następnie do panelu dyskusyjnego zostali zaproszeni eksperci z Ameryki Łacińskiej, Afryki i Europy: Sergio Gómez Echeverri, kierownik projektu z Consultora Endémica S.A.S. (Kolumbia), José Estuardo Jara Alvear, specjalista ds. planowania energetycznego / koordynator Grupy Badawczej CIENER z CELEC EP (Ekwador), Jose Maria Romay, prezes zarządu BOLCOLD (Boliwia), Mbaine Benard, deweloper Sebei Hydro Uganda Limited (Uganda), Nkue Valerie, dyrektor Departamentu ds. OZE z Ministerstwa Energii i Wody (Kamerun) oraz Bernhard Pelikan z Frosio Next (Austria). Podczas panelu dyskusyjnego eksperci przedstawili aktualną sytuację w sektorze hydroenergetycznym w krajach ich pochodzenia, zwracając uwagę na kwestie ograniczające rozwój tej branży. Podobnie jak w Europie, jedna

z najważniejszych przeszkód jest czasochłonna i skomplikowana procedura administracyjna, która wymaga pewnego stopnia skomplikowania zarówno dla małych elektrowni wodnych, jak i dla dużych inwestycji. Wśród rekomendacji znalazły się propozycje międzynarodowej wymiany doświadczeń w zakresie inwestowania w małe elektrownie wodne oraz wyjazdów szkoleniowych dla przedstawicieli sektora publicznego odpowiedzialnych za wydawanie pozwoleń na budowę małych elektrowni wodnych.

#### Podsumowanie

Podsumowując wyjazd studyjny, grupa odwiedziła osiem elektrowni wodnych, dziewięciu producentów wyposażenia hydroenergetycznego, dziesięć miast i pokonała około 2500 kilometrów. Organizatorzy uzyskali od uczestników pozytywne opinie na temat wyjazdu studyjnego, potwierdzające kompleksowe przygotowanie wycieczki, w tym: pomoc w dotarciu z lotniska do pierwszego hotelu, plan wyjazdu, dobór zawartości zestawów powitalnych, jakość opracowania broszury informacyjnej, codzienne zaangażowanie organizacyjne, ciekawy wybór firm i elektrowni wodnych do zwiedzania, komfortowe zakwaterowanie, urozmaicone wyżywienie, organizację czasu wolnego i networking, komfortowe warunki dojazdu oraz pomoc dla uczestników, którzy dołączyli do grupy już w trakcie trwania wyjazdu studyjnego. Głównym problemem organizacyjnym były trudne i długotrwałe procedury wizowe, utrudniające udział wielu interesariuszy w wyjeździe. Jak wspomniano wcześniej, wielu uczestni-

ków nie mogło otrzymać wizy na czas, pomimo wcześniejszego złożenia wniosków lub w ogóle odmówiono im wydania wizy. W rezultacie niektórzy z wybranych uczestników dołączyli do grupy w dalszej części wycieczki, a niektórzy interesariusze w ogóle nie mogli w niej uczestniczyć. Organizatorzy mają nadzieję, że uczestnicy wynieśli z wyjazdu studyjnego wiele inspiracji i nawiązali wartościowe relacje biznesowe, które pozwolą na rozwój nowych projektów hydroenergetycznych oraz zacieśnienie współpracy międzynarodowej.

Autor niniejszego artykułu składa serdeczne podziękowania wszystkim osobom zaangażowanym w organizację wyjazdu studyjnego, a w szczególności Dominice Wójtowicz, Bernhardowi Pelikanowi, Ewie Malickiej, Ingo Ballowi oraz Mirosławowi Marencę za wysiłek wniesiony w jego realizację, wyjątkowe zaangażowanie oraz znakomitą współpracę.



#### Michał Lis

Specjalista ds. organizacji  
TRMEW Sp. z o. o.

Redaktor prowadzący  
Kwartalnik „Energetyka Wodna”

Zdjęcia pochodzą z archiwów projektu HYPOSO oraz firmy Ossberger.

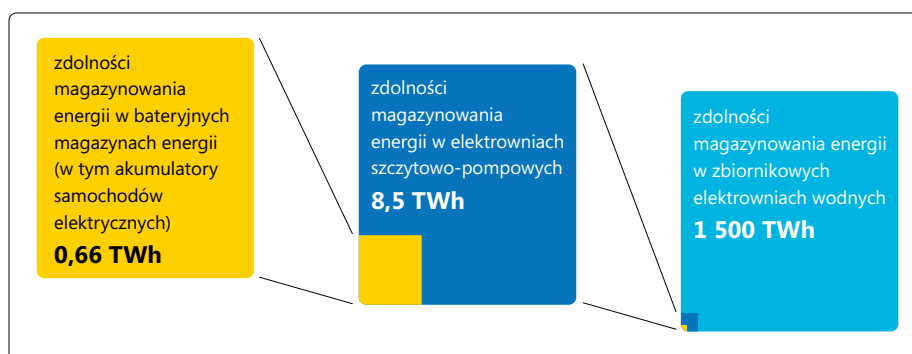
# ESP podstawą transformacji energetycznej na poziomie międzynarodowym

**Dynamiczne zmiany w struktury krajowych miksów energetycznych na całym świecie, skutkujące zwiększeniem udziału niestabilnych źródeł energii, jakimi są elektrownie wiatrowe i słoneczne, sprawiły, że operatorzy systemów energetycznych napotykają na wyzwania związane z bilansowaniem sieci na niespotykaną dotąd skalę. Obecnie w zasadzie jedynym rozwiązaniem mogącym skutecznie temu zaradzić są elektrownie szczytowo-pompowe. W niniejszym artykule dokonano przeglądu wybranych studiów przypadku, obejmujących inwestycje w te wielkoskalowe magazyny energii.**

Energetyka wodna jest największym na świecie odnawialnym źródłem energii, odpowiadającym za 15% globalnej produkcji energii elektrycznej [1]. Jest to zapomniany gigant i kręgosłup niskoemisyjnej gospodarki, dostarczający obecnie prawie połowę zielonej energii elektrycznej na świecie [2]. Energetyka wodna powinna zatem odgrywać ważną rolę w transformacji energetycznej, ponieważ jest sprawdzoną, dojrzałą, przewidywalną i konkurencyjną cenowo technologią. Oprócz niskiej emisji CO<sub>2</sub>, technologia ta jest niezwykle wydajna, a wykorzystujące ją instalacje wykazują bardzo dużą trwałość. Jako elastyczne i stabilizujące sieć źródło energii, hydroenergetyka umożliwia integrację energii wiatrowej i słonecznej.

## Sprawdzona technologia magazynowania energii

Technologia elektrowni szczytowo-pompowych jest obecnie jedynym długoterminowym, sprawdzonym technicznie i opłacalnym sposobem magazynowania energii na dużą skalę, zapewniającym jednocześnie wysoką dyspozycyjność. Jednak tradycyjne elektrownie zbiornikowe również wnoszą istotny wkład w magazynowanie energii elektrycznej, ponieważ naturalny dopływ wody jest przekształcany w energię elektryczną tylko wtedy, gdy jest to potrzebne. Na rys. 1 zilustrowano pojemność magazynową elektrowni szczytowo-pompowych funkcjonujących na całym świecie w 2021 r. i porówna-



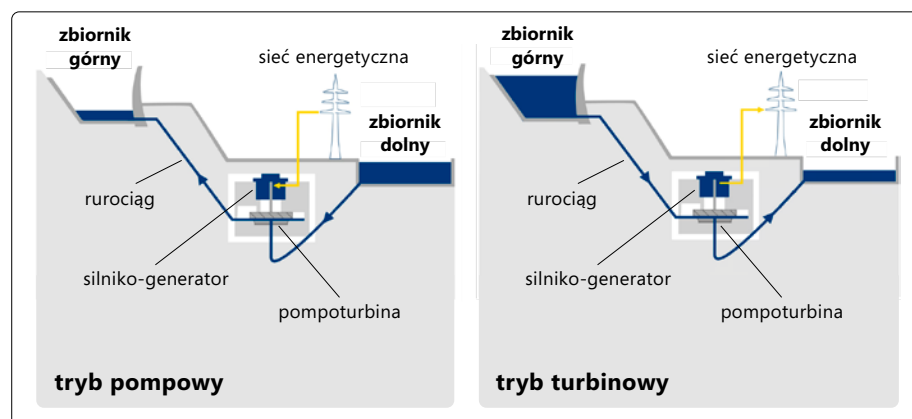
Rys. 1. Pojemność magazynów energii na świecie w sektorach elektroenergetycznym i transportowym

no ją z pojemnością zainstalowanych magazynów bateryjnych [2], obejmujących zarówno instalacje stacjonarne, jak również wszystkie akumulatory w pojazdach elektrycznych. Całkowita pojemność magazynów bateryjnych wynosiła w tym czasie mniej niż 1 TWh. Dla porównania, roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w Niemczech wynosi około 500 TWh, co oznacza, że wszystkie baterie na świecie mogłyby pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną w Niemczech przez zaledwie pół dnia. Całkowita pojemność magazynowa elektrowni szczytowo-pompowych jest pokazana pośrodku i wynosi 13 razy więcej niż pojemność akumulatorów. Jeśli porównamy te dwie liczby z klasycznymi elektrowniami zbiornikowymi, wyłania się zupełnie inny obraz. Ich pojemność magazynowa wynosi 1 500 TWh, a zatem jest 2 200 razy większa niż wszystkich akumulatorów chemicznych razem wziętych.

W swoim raporcie specjalnym na temat energetyki wodnej Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) podkreśliła następujące fakty, jako uzupełnienie tego porównania [2]:

1. istniejące i nowe elektrownie szczytowo-pompowe są obecnie najbardziej przystępnymi cenowo źródłami zapewniającymi elastyczność w sektorze elektroenergetycznym,
2. hydroenergetyka jest jedyną dostępną technologią niskoemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej, która jest w stanie magazynować sezonowo duże ilości energii elektrycznej,
3. zdolności te będą miały zasadnicze znaczenie dla opłacalnej i bezpiecznej eksploatacji systemów energetycznych przyszłości, zdominowanych przez odnawialne źródła energii.

Wiele krajów już dostrzegło ten ogromny potencjał. Liderem pod względem mocy zainstalowanej w elektrowniach szczytowo-pompowych w UE są Włochy z 7,2 GW mocy instalowanej. Jednak poza Europą, Chiny, Japonia i USA znajdują się na szczycie listy z wielokrotnie większą mocą instalowaną [3]. W Niemczech nie wdrożono jeszcze szeroko zakrojonych działań, mających na celu rozbudowę lub modernizację elektrowni wodnych, a w szczególności elektrowni szczytowo-pompowych. Elektrownia



Rys. 2. Zasada działania elektrowni szczytowo-pompowej

szczytowo-pompowa magazynuje energię uzyskaną z sieci elektroenergetycznej w postaci energii potencjalnej wody. Podstawową zasadę konwersji energii przedstawiono na rys. 2. W trybie pompowym (ładowania) energia elektryczna jest pobierana z sieci elektrycznej w celu zasilania silnika, który mechanicznie napędza pompę. Woda jest pompowana z dolnego zbiornika do górnego. W trybie turbinowym (rozładowanie) woda spływa grawitacyjnie w dół i wprawia w ruch turbinę. Następnie turbina napędza mechanicznie generator, a wytworzona energia elektryczna jest wprowadzana do sieci elektroenergetycznej (więcej szczegółów można znaleźć w [4]).

### Globalne wyzwania systemów energetycznych — od Niemiec po Australię

Systemy elektroenergetyczne z wysokim udziałem OZE stają w obliczu nowych wyzwań i wymagają dodatkowej elastyczności. Rys. 3 przedstawia profil obciążenia w styczniu w Niemczech oraz moc wprowadzoną przez elektrownie fotowoltaiczne i wiatrowe do sieci energetycznej operatora systemu przesyłowego (OSP) w 2017 roku. Pięć lat później sytuacja dotycząca zapotrzebowania na elastyczność ze względu na ekspansję OZE i zdarzenia pogodowe jest jeszcze bardziej dramatyczna, a operatorzy sieci w Niemczech muszą „opanować” głównie 4 następujące sytuacje:

1. zasilanie OZE przekracza zapotrzebowanie na obciążenie przez setki godzin w roku,
2. bardzo strome dodatnie i ujemne gradienty obciążenia wymagające regulacji,
3. niskie zasilanie energią z wiatru i fotowoltaiki przez dni i tygodnie („ciemna flauta”),
4. błędne prognozy wietrzności i nasłonecznienia z powodu nieoczekiwanych warunków pogodowych.

Inny przykład takich wyzwań zilustrowano na rys. 4. Pokazuje on obecną sytuację w stanie Australia Południowa w reprezentatywnym tygodniu listopada, ze znacznym udziałem energii wiatrowej i słonecznej. Stan Australia Południowa zamknął kilka lat temu wszystkie własne elektrownie węglowe, a jednocześnie stale i szybko zwiększał udział OZE. Konsekwencją było to, że równolegle trzeba było zbudować elektrownie gazowe o wystarczającej mocy. Zasilanie z instalacji fotowoltaicznych zaznaczono kolorem żółtym,

a zasilanie realizowane przez elektrownie wiatrowe kolorem zielonym. Różne odcienie koloru pomarańczowego reprezentują elektrownie gazowe, które muszą pracować w sposób ciągły i równoległy z niestabilnymi źródłami odnawialnymi, nawet jeśli wiatr i fotowoltaika mogą całkowicie pokryć zapotrzebowanie na obciążenie. W takich przypadkach nadmiar energii jest eksportowany do sąsiednich stanów, czasami po ujemnych cenach energii elektrycznej. Głównym tego powodem jest utrzymanie minimalnej krytycznej bezwładności mechanicznej w przypadku awarii sieci lub jednostek wytwórczych. Innym powodem, dla którego elektrownie gazowe działają w ten sposób jest fakt, że muszą one kompensować zmienność wiatru i fotowoltaiki 24 godziny na dobę, 365 dni w roku, aby zapewnić stabilność zużycia i częstotliwości przez cały czas. Bardzo strome gradienty obciążenia i inne ekstremalne sytuacje, w których elektrownie wiatrowe i słoneczne nie produkowały energii, można również zaobserwować w środku krzywej obciążenia (analogiczny problem pokazano na rys. 3).

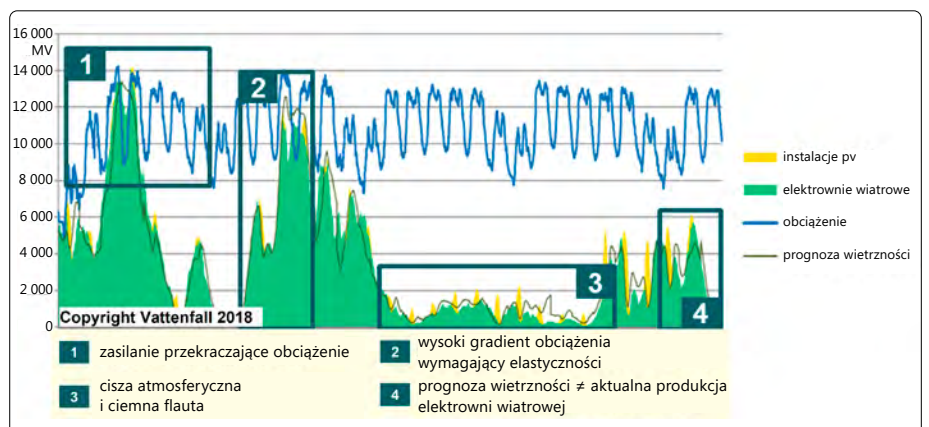
Rysunek ten także ilustruje, dlaczego Australia zdecydowała się zainwestować w sezonowe elektrownie szczytowo-pompowe, a nie wyłącznie w baterie chemiczne. Kilka elektrowni szczytowo-pompowych jest obecnie w trakcie budowy. Jedną z nich jest projekt „Snowy 2.0”. Mały prostokąt ilustruje wkład dużej baterii Tesli w Hornsdale o mocy 100 MW i maksymalnej pojemności 129 MWh. Przyszły wkład elektrowni szczytowo-pompowej Snowy 2.0 o maksymalnej mocy 2,2 GWh i pojemności magazynowej 350 GWh jest zilustrowany dużym prostokątem, który reprezentuje całkowitą pojemność magazynową. Zdolność magazynowania Snowy 2.0 jest

2 500 razy większa niż baterii Tesli i dlatego może przechowywać energię elektryczną przez tydzień bez słońca i wiatru, a nie tylko przez godzinę. Należy wspomnieć, że obszar ten można również wyobrazić sobie jako odbicie lustrzane w dół na ujemnej osi y w trybie pompowania. Wynika to z faktu, że Snowy 2.0 zapewni całkowity zakres elastyczności od  $-2,2$  do  $+2,2$  GWh. Dzięki tej elastyczności i bezwładności obrotowej sześciu hydrozespołów odwracalnych, możliwe jest wyłączenie wielu elektrowni gazowych w tym regionie w celu obniżenia kosztów energii elektrycznej dla konsumentów i redukcji emisji CO<sub>2</sub>.

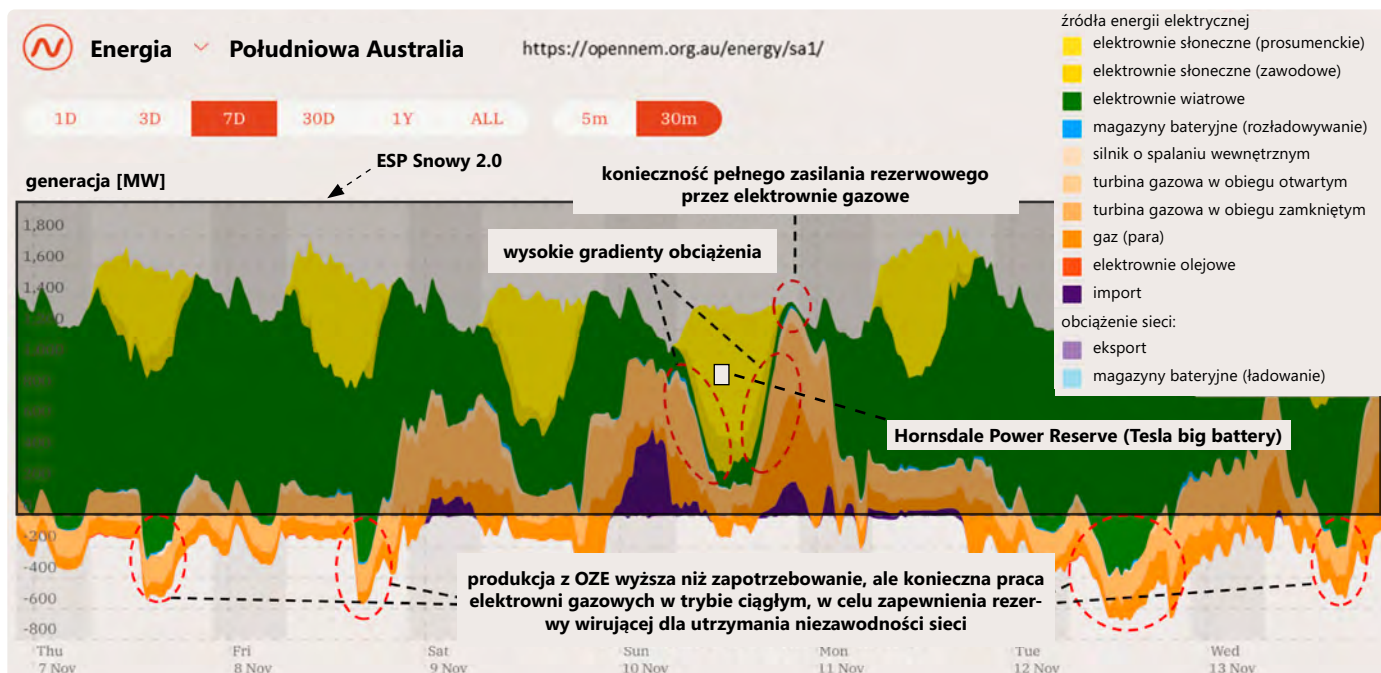
### Działania dekarbonizacyjne w Chinach i Indiach

Inne kraje stoją przed podobnymi wyzwaniami i z determinacją stawiają im czoła. Rys. 5 przedstawia miks energetyczny w Chinach w 2020 roku. Roczne zużycie energii elektrycznej w tym kraju wynosi około 6 800 TWh (Europa: 3 300 TWh, Polska: 170 TWh). Od 2019 r., pomimo rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, działania dekarbonizacyjne w tym kraju stale postępują. W ramach paryskiego porozumienia klimatycznego Chiny zobowiązały się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku. Zainstalowana moc elektrowni słonecznych i wiatrowych w 2019 r. wyniosła 21% całkowitej zainstalowanej mocy wytwórczej, ale mniej niż 9% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z tych źródeł energii. Jedną z przyczyn tej rozbieżności było ograniczenie produkcji z OZE do 25% z powodu braku wielkoskalowych systemów magazynowania energii i zdolności przesyłowych sieci.

Oprócz masowej ekspansji OZE, wysiłki na rzecz dekarbonizacji obejmują również



Rys. 3. Profil obciążenia oraz produkcja energii przez elektrownie wiatrowe i słoneczne w Niemczech w styczniu 2017 r.



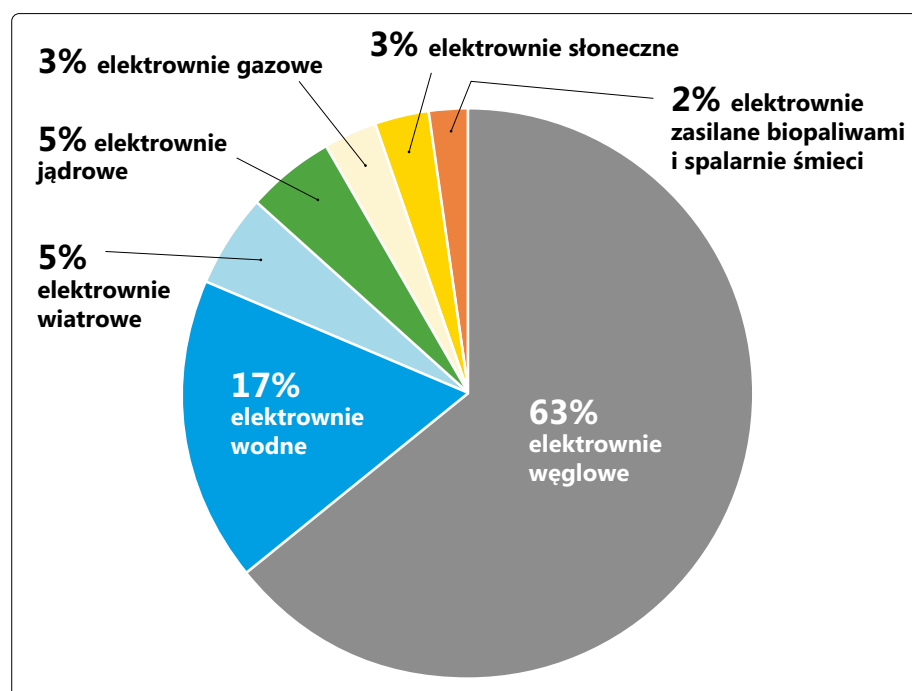
Rys. 4. Profile tygodniowego obciążenia sieci elektroenergetycznej w stanie Południowa Australia z uwzględnieniem zasilania przez odnawialne źródła energii i elektrownie gazowe, planowana pojemność magazynowa ESP Snowy 2.0 w porównaniu do pojemności baterijnego magazynu energii Tesli

dalszą rozbudowę elektrowni jądrowych. W 2023 r. funkcjonowały elektrownie jądrowe o mocy instalowanej 53 GW, a ok. 22 GW było w budowie. Kolejnym kluczowym elementem działań dekarbonizacyjnych jest bardzo silny rozwój energetyki szczytowo-pompowej, pokazany na rysunku nr 6. Plan rozbudowy tych magazynów energii przewiduje czterokrotny wzrost z 30 GW w 2019 roku do 120 GW w 2030 roku. Nie są to tylko deklaracje, ale realny plan działań. W 2023 r. na rynku potwierdzono realizację 10 projektów elektrowni szczytowo-pompowych, a w 2024 r. rozpocznie się 12 kolejnych inwestycji. Nowe elektrownie szczytowo-pompowe zminimalizują ograniczenia rozwoju OZE znane z przeszłości i zapewnią pracę pod minimalnym wymaganym obciążeniem zwiększającej się liczby elektrowni jądrowych. Działaniom tym towarzyszy odpowiednia rozbudowa sieci przesyłowej wysokiego napięcia.

W ciągu ponad 20 lat chiński przemysł energetyczny jasno określił, kto buduje elektrownie szczytowo-pompowe i kto je obsługuje: są to dwaj wielcy operatorzy sieci przesyłowych: „Korporacja Chińskiej Sieci Państwowej” i „Południowo-Chińska Sieć Energetyczna”. Refinansowanie i wynagradzanie elektrowni jest również jasno określone i składa się z dwóch elementów: oprócz wynagrodzenia za dostarczoną energię, realizowane są również płatności za świadczenie takich usług systemowych, jak regulacja częstotliwości i napięcia oraz gotowość do tzw. black startu [5].

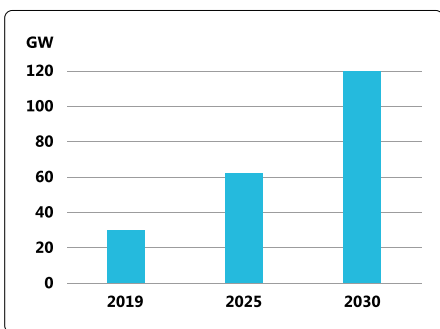
W północno-wschodnich i północno-zachodnich Chinach istniejące i nowe elektrownie szczytowo-pompowe przejmują integrację niestabilnych źródeł OZE. Obejmuje to wygładzanie zmiennego profilu obciążenia, regulację napięcia i udostępnianie mas wirujących w celu zapewnienia stabilności sieci. W pozostałej części Chin elektrownie szczytowo-pompowe często przejmują ograniczanie obciążenia szczytowego i regulację częstotliwości sieci. Pozwala to uniknąć uruchamiania elektrowni szczytowych zasilanych paliwami kopalnymi, a tym samym zmniejsza się ilość smogu w centrach miast i wokół nich.

Podobnie jak w Chinach, ekspansja energetyki słonecznej, wiatrowej i wodnej jest silna w Indiach. Oczekuje się, że moc zainstalowana farm wiatrowych i fotowoltaicznych wzrośnie niemal trzykrotnie do 2030 roku: ze 150 GW w 2023 roku do 450 GW w 2030 roku. Aby ustabilizować indyjską sieć podczas tej ogromnej ekspansji OZE, liczba elektrowni szczytowo-pompowych musi zostać zwiększona zgodnie z rys. 7. Na koniec 2022 r. w całym kraju w przygotowaniu były 23 projekty elektrowni szczytowo-pompowych o łącznej mocy 25,6 GW. Ponadto planowana jest również rozbudowa zde-



Rys. 5. Mikś energetyczny w Chinach w 2020 r.

Zródło: China — Policy and Market Frameworks Working Group, Pumped Storage Hydropower International Forum, CSHE, CREEL, September 2021



Rys. 6. Prognoza rozwoju energetyki szczytowo-pompowej w Chinach do roku 2030

centralizowanych, bateryjnych magazynów energii, umożliwiających zasilanie sieci w 5-godzinnych przedziałach czasowych. Ma to na celu złagodzenie zmienności produkcji i tymczasowego przechowywania energii odnawialnej. Działaniom tym towarzyszyć będzie dalsze wzmocnienie sieci przesyłowych w zakresie średniego i wysokiego napięcia.

Jednym z pilotażowych projektów elektrowni szczytowo-pompowych w Indiach w trakcie budowy jest projekt hybrydowy, w którym energia do zasilania pomp jest dostarczana głównie przez farmę wiatrową i fotowoltaiczną, zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie elektrowni szczytowo-pompowej (patrz rys. 8). Ten hybrydowy projekt, który łączy elektrownię szczytowo-pompową o mocy 1,2 GW z farmą słoneczną o mocy 2 GW i farmą wiatrową o mocy 400 MW, tworzy jeden obszar bilansowania energii elektrycznej ze wspólną rozdzielnią. Głównym celem tego obiektu jest przekształcenie bardzo

niestabilnej charakterystyki pracy farm wiatrowych i słonecznych w dyspozycyjny system produkujący energię elektryczną. Drugim celem jest osiągnięcie bardzo niskiego śladu węglowego. Głównym źródłem emisji CO<sub>2</sub> jest faza budowy, natomiast podczas eksploatacji ślad węglowy jest prawie zerowy. Energia niezbędna do pracy pomp jest dostarczana przez ulokowane w bezpośrednim sąsiedztwie farmy wiatrową i fotowoltaiczną. Krótkotrwałe wyjątki od tej zasady są konieczne przy uruchamianiu pomp 240 MW lub 120 MW wykorzystujących podłączenie do sieci, ponieważ zarówno farma wiatrowa, jak i farma słoneczna nie zapewniają bezwładności mas wirujących.

Interesujące jest również to, że projekt ten został przyznany w drodze konkurencyjnej aukcji w 2020 r. przez rząd Indii. Jej szczegółowe założenia przedstawiono poniżej [6]:

- w przypadku energii odnawialnej dostarczanej poza godzinami szczytu, wstępnie określona taryfa wynosi 4,00 centów USA za kWh,
- w przypadku elektrowni szczytowo-pompowej zaoferowano średnią ważoną taryfę w wysokości 5,61 centów USA za kWh i podaną taryfę szczytową w wysokości 8,5 centów USA za kWh. 900 MW z 1 200 MW zostało zabezpieczonych tą taryfą,
- przewidziano sześć godzin dziennie dla taryfy szczytowej podczas okien największego zapotrzebowania na energię: 5:30–9:30 i 17:30–12:30, na podstawie

zapotrzebowania dnia następnego i na żądanie,

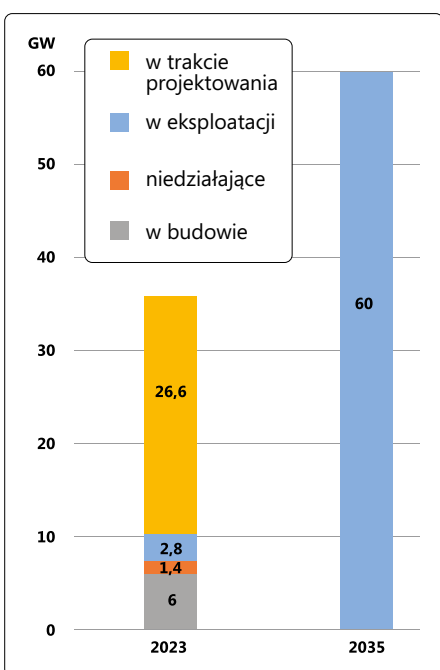
- taryfy te są przyznawane na 25 lat, co jest bardzo ważne dla bezpieczeństwa inwestycji.

### Zwiększenie elastyczności i odporności sieci na Litwie

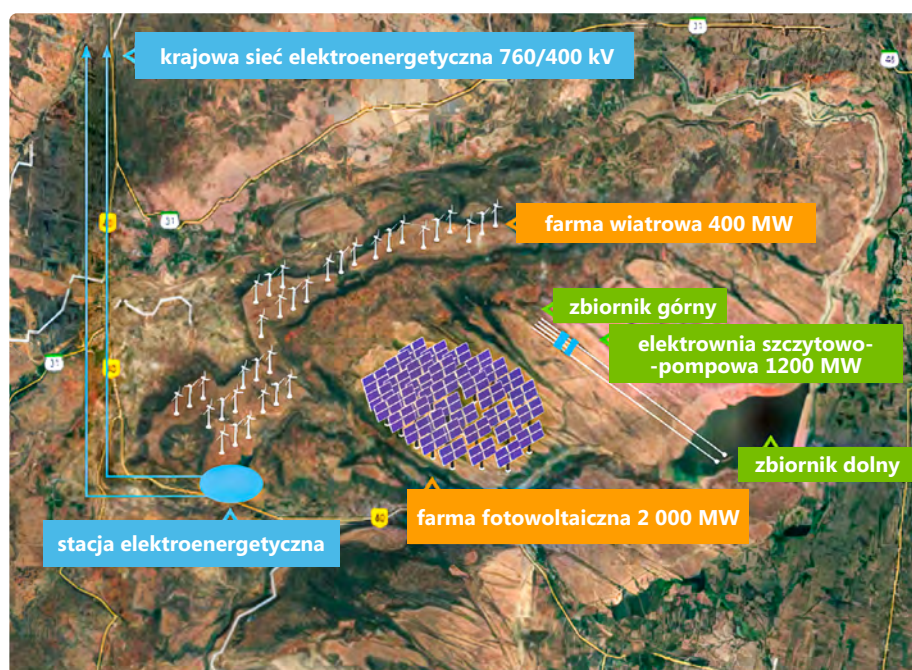
Jednym z europejskich przykładów rozwoju ESP jest rozbudowa elektrowni szczytowo-pompowej Kruonis na Litwie. Jak pokazano na rys. 9, dotychczas zbudowano tylko 4 z 8 bloków. Pierwsza hydrozespół odwracalny o stałej prędkości obrotowej rozpoczęła pracę w 1992 roku, a czwarty w 1998 roku. Obecna moc wynosi 900 MW przy 4 pracujących blokach. Moc poszczególnych hydrozespół wynosi 225 MW w trybie turbinowym i 200 MW w trybie pompowym. Pełny zbiornik górny może obecnie zapewnić 12 godzinną pracę z pełnym obciążeniem w trybie turbinowym. Zakres spadku wynosi od 95 m do 115 m.

W 2023 r. firma Voith Hydro otrzymała zlecenie na zaprojektowanie i wyprodukowanie piątego hydrozespółu, który będzie unikatowy w skali światowej. Będzie to hydrozespół o zmiennej prędkości obrotowej, wykorzystujący konwerter 110 MW/130 MVA podłączony do stojana silnikogeneratora (patrz rys. 10). Konwerter ten zasila bezpośrednio stojan zaprojektowanej maszyny synchronicznej z 12 parami biegunów wydatnych. Konieczne okazało się podjęcie nowych wyzwań. Pierwszym z nich jest integracja przestrzenna najwię-

Zródło: india.mongabay.com/2023/03/new-pumped-hydro-norms



Rys. 7. Planowana rozbudowa energetyki szczytowo-pompowej w Indiach



Rys. 8. Projekt elektrowni szczytowo-pompowej w Pinnapuram (Indie) zintegrowanej z farmą wiatrową i fotowoltaiczną

Zródło: <https://www.hydroreview.com/hydro-industry-news/pumped-storage-hydro/contract-awarded-for-1200-mw-pinnapuram-integrated-renewable-energy-pumped-storage-project-in-india/>



Rys. 9. Elektrownia szczytowo-pompowa Kruonis (Litwa)

szego na świecie przekształtnika napięcia dla hydrozespołu w istniejącej elektrowni wodnej. Wynik i wymiarowanie komory dla stacji przekształtnikowej można zobaczyć na rys. 11.

Drugim wyzwaniem jest zmienność spadku od 95 m do 115 m, ale nie stanowi to problemu dla hydrozespołu o zmiennej prędkości obrotowej. Cechy tego rozwiązania zestawiono poniżej:

- wykorzystanie modułowego przekształtnika wielopoziomowego (w skrócie MMC) o bardzo wysokiej sprawności uśrednionej. Dostawcą jest firma Hitachi Energy, która kilka lat temu kupiła udział ABB dla linii HVDC wraz z konwerterami (HVDC: wysokonapięciowe linie prądu stałego),
- możliwość bezpośredniego uruchomienia zalanej pompy, co pozwala na na bardzo szybkie zmiany obciążenia w trybie pompowym i turbinowym. Na przykład, nie jest konieczny system napowietrzania w celu odwodnienia wirnika przed uruchomieniem pompy,
- przewidywany zakres regulacji mocy w trybie pompowym wynosi od 50 MW

przy niskiej wysokości podnoszenia do 110 MW (pełne obciążenie), co zapewni znacznie większą elastyczność dla dyspozytora obciążenia sieci,

- maszyna synchroniczna pracuje zawsze z  $\cos = 1$ , ponieważ przekształtnik reguluje moc bierną po stronie sieci,
- przekształtnik może również regulować mocą bierną w sieci, nawet jeśli hydrozespół znajduje się w stanie spoczynku.

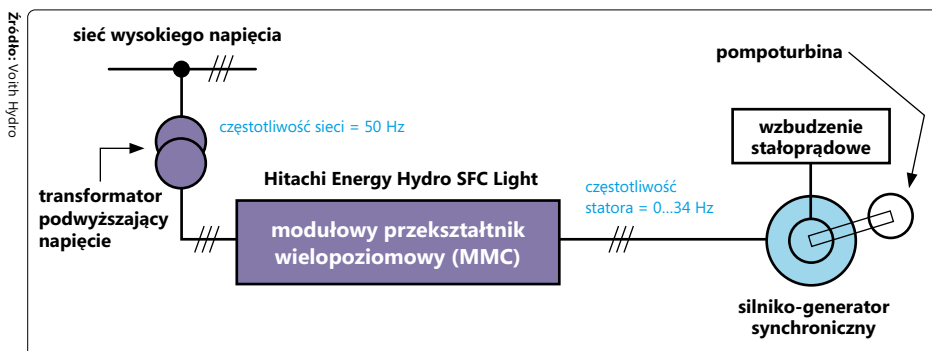
#### Co Niemcy mogą osiągnąć dzięki rozbudowie ESP?

Każdy, kto uważa, że międzynarodowe ustalenia i zalecenia dotyczące działań w zakresie zwiększenia elastyczności i dekarbonizacji nie mogą zostać przeniesione do krajów takich jak Niemcy, powinien zapoznać się ze studium naukowym opublikowanym w 2014 r. przez Uniwersytet RWTH Aachen we współpracy z Voith Hydro [7,8]. Pod kierownictwem prof. dr. inż. Alberta Mosera, który kieruje renomowanym Instytutem Systemów Elektrycznych i Sieci, Cyfryzacji Gospodarki Energetycznej na Uniwersytecie RWTH Aachen, przeanalizowano dodanie 8 GW elektrowni szczytowo-pompowych

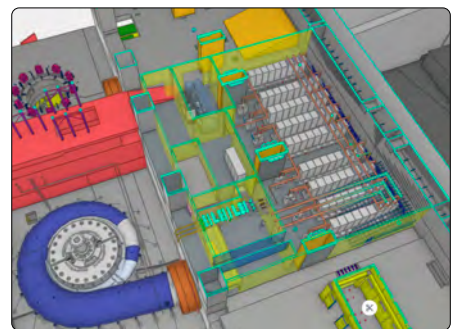
do 2030 r. przy udziale 60% OZE oraz scenariusz z 16 GW do 2040 r. przy udziale 80% OZE w Niemczech. Główne wnioski są nadal aktualne:

- 15 GW elektrowni szczytowo-pompowych (7 GW istniejących + 8 GW nowo budowanych) może zastąpić do 13 GW elektrowni ciepłych,
- 23 GW elektrowni szczytowo-pompowych (7 GW istniejących + 16 GW nowo budowanych) może zastąpić do 16,6 GW elektrowni ciepłych.

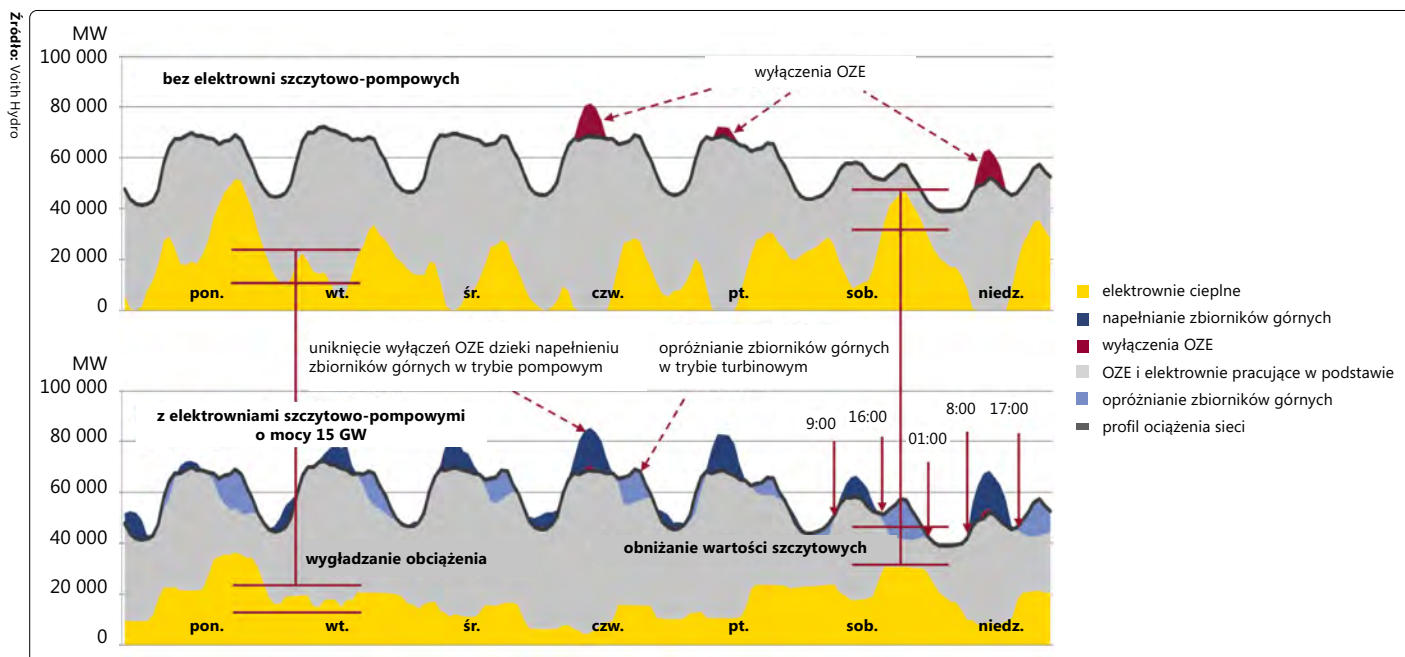
Rys. 12 przedstawia typowy tygodniowy profil obciążenia dla scenariusza 2030 (na górze bez wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych, a na dole z istniejącymi elektrowniami szczytowo-pompowymi o mocy 7 GW wraz z zakładaną rozbudową o 8 GW). Udział OZE i elektrowni pracujących w podstawie systemowej zaznaczono na szaro, udział elektrowni ciepłych na żółto, a ograniczenie OZE na czerwono. W tym scenariuszu przyjęto 10 GW jako moc elektrowni, których praca jest wymagana dla stabilizacji sieci przesyłowej (bezwładność mas wirujących zapewniana przez elektrownie ciepłe). Ta reprezentacja została wybrana, aby dać wrażenie niestabilnego wykorzystania elektrowni ciepłych, które byłoby konieczne, gdyby nie był możliwy import/eksport energii, ani nie były dostępne elektrownie szczytowo-pompowe. Bez wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych regularnie pojawiają się nadwyżki produkcji z OZE, których nie można zrekompensować, nawet jeśli wytwarzanie energii elektrycznej z paliw kopalnych jest prawie całkowicie wyłączone. W obecnej sytuacji elektrownie szczytowo-pompowe odbierają nadwyżkę produkcji z OZE i zwracają ją do sieci kilka godzin później. Pozwala to uniknąć wyłączeń w energetyce wiatrowej i słonecznej, tworząc sytuację korzystną dla elektrowni szczytowo-pompowych i źródeł OZE.



Rys. 10. Uproszczony schemat jednokreskowy dla przekształtnika i synchronicznego silniko-generatora



Rys. 11. Hala przetwornic nowego bloku energetycznego w elektrowni szczytowo-pompowej Kruonis



Rys. 12. Typowy tygodniowy profil obciążenia w 2030 r. w Niemczech z 60% udziałem OZE

Elektrownie szczytowo-pompowe o mocy zainstalowanej 15 GW (7 GW obecnie + 8 GW do rozbudowy) zapobiegą ograniczeniu produkcji 6 TWh energii z OZE rocznie. Wydaje się, że to niewiele, ale 6 TWh odpowiada rocznej produkcji 900 turbin wiatrowych na lądzie o mocy 2,5 MW każda. Wyposażenie turbiny wiatrowej w części nadziemnej (tj. bez fundamentów) kosztuje ponad 1 mln EUR za 1 MW. Roczne ograniczenie produkcji energii wiatrowej o 6 TWh oznacza, że ktoś wydawałby ponad 2,2 mld euro na 900 turbin wiatrowych o mocy 2,5 MW każda, które zostałyby zbudowane tylko po to, by stać bezproduktywnie przez cały rok.

Rys. 12 ilustruje kolejną korzystną zależność pomiędzy elektrowniami szczytowo-pompowymi a elektrowniami ciepłymi wynikającą stąd, że konsekwentne wykorzystanie magazynów energii w krótkoterminowej skali czasowej wyrównuje krzywą mocy elektrowni na paliwa kopalne, a także zmniejsza ich obciążenie szczytowe. To z kolei prowadzi do następujących korzyści dla elektrowni ciepłych:

- liczba procesów uruchamiania/wyłączenia jest zmniejszona, podobnie jak gradienty obciążenia. Zmniejsza to zużycie komponentów o dużym obciążeniu, takich jak generator pary i turbina parowa, w tym łączących rur parowych,
- znacząco obniżone zostają koszty uruchomienia i wyłączenia. Analiza makroekonomiczna badania uwzględnia te koszty dla elektrowni ciepłych, a także ich wydajność zależną od obciążenia,
- ponadto elektrownie szczytowo-pompowe zmniejszają żółte obszary, tj. ich wykorzystanie zmniejsza zużycie gazu i/lub węgla. Rzeczywista redukcja zużycia paliw kopalnych jest znacznie większa niż pokazano na rys. 12, ponieważ straty związane z rozruchem i wyłączeniem elektrowni ciepłych nie są uwzględniane w żółtych obszarach.

Główne wnioski są następujące: ekspansja OZE i rozbudowa elektrowni szczytowo-pompowych może pozwolić zmniejszyć rezerwę mocy elektrowni ciepłych i zmniejszyć ograniczenia produkcji cennej energii odnawialnej (wiatrowej i fotowoltaicznej).

W przeciwieństwie do tego, ekspansja OZE bez znaczącego magazynowania energii nie może zmniejszyć tej rezerwy mocy, a znaczna część produkcji energii odnawialnej musiałaby zostać ograniczona. Ponadto we wspomnianym badaniu z 2014 r. stwierdzono, że rozbudowa elektrowni szczytowo-pompowych może znacznie zmniejszyć zależność od importu gazu. Mimo że studium zostało wykonane dziesięć lat temu, jego wyniki są bardziej aktualne niż kiedykolwiek. Energetyka wodna, a w szczególności elektrownie szczytowo-pompowe, stanowią ważną odpowiedź na obecne wyzwania.



#### Dr. Klaus Krueger

Starszy specjalista ds. bezpieczeństwa elektrowni i magazynowania energii

Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG

#### Literatura:

1. IHA, World Hydropower Outlook, 2023, <https://www.hydropower.org/publications/2023-world-hydropower-outlook>
2. IEA Hydropower Special Market Report Analysis and forecast to 2030, 2021, <https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report>
3. European Commission, Hydropower and Pumped Hydropower Storage in the European Union, 2023
4. Krueger, K.: Pumped Hydroelectric Storage. In K. Brun, T. Allison, and R. Dennis: Thermal, Mechanical, and Hybrid Chemical Energy

Storage, New York, NY: Elsevier, ISBN 978-0-12-819892-6, 2020.

5. China Policy and Market Frameworks Working Group September 2021 [world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power.aspx](https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power.aspx) <https://pumped-storage-forum.hydropower.org>
6. PV magazine India 2020, <https://www.pv-magazine-india.com/2020/01/31/secure-concludes-worlds-largest-renewable-plus-storage-based-assured-supply-tender-at-rs-4-04-kwh-fixed-for-25-years>

7. Moser, A., Rotering N., Schäfer, A.: Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau – Potentiale zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit (im Auftrag der Voith Hydro). IAEW RWTH, Aachen, 4. April 2014, online: [www.wasserkraft.info](http://www.wasserkraft.info)
8. Krueger, K. and Rotering N.: Successful energy transition in Germany by pumped storage expansion (original German paper title: Energiewende erfolgreich gestalten durch Pumpspeicherausbau), VGB PowerTech, p. 37–44, 9/2014 and Wasserkraft und Energie, p. 23–36, 2/2015.



## Magazynowanie energii w Portugalii

**Portugalia, od kiedy zakończyła proces dekarbonizacji, musi być nieprzerwanym mistrzem w bilansowaniu energii z odnawialnych źródeł. A jeśli mowa o bilansowaniu, to nieoderwalnym zagadnieniem jest magazynowanie energii. Rodzice zawsze powtarzali: „ucicie się na błędach innych”, więc czemu z tej rady nie skorzystać w biznesie? Dlatego dziś przyjrzymy się bliżej strategii portugalskiego rynku, by czerpać jak najwięcej z doświadczenia praktyków.**

Gwoli wprowadzenia w historyczny kontekst, rozwój energetyki wodnej w Europie do pierwszej połowy XX wieku odbywał się w ramach krajowych lub regionalnych subkrajowych monopolii. Plan Marshalla, przyjęty w 1948 roku, obejmujący także Portugalię, wspomógł rozwój tego sektora, prowadząc do optymalizacji systemu ciepło-wodnego na skalę międzynarodową. Elektrownie wodne miały kluczowe znaczenie w oszczędzaniu paliw węglowych poprzez wykorzystanie zasobów hydroenergetycznych, zwiększając bezpieczeństwo energetyczne i redukując zapotrzebowanie na moce rezerwowe. Najbardziej intensywny rozwój portugalskich elektrowni wodnych miał miejsce w latach 1950–1965, kiedy to rocznie powstawała średnio jedna duża elektrownia, wykorzystując istniejące piętrzenia. Zapory budowano zazwyczaj z myślą o głównym celu, którym mogło być zaopatrzenie w wodę, nawadnianie gospodarstw rolnych lub regulacja przepływu powodziowego, przy czym produkcja energii elektrycznej od-

grywać miała rolę drugorzędą, szczególnie w przypadku zapór o mniejszej wysokości, gdzie stosowano turbiny Kaplan. W większych projektach, zapórę i zbiornik projektowano specjalnie dla spadku odpowiedniego dla turbin Francis, co uczyniło produkcję energii priorytetem. W związku z tym, wiele zbiorników wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej pełni również funkcje dodatkowe, jak zapora Castelo do Bode, dostarczająca wodę dla Lizbony czy Alqueva służąca irygacji w Baixo Alentejo, wspierając rozwój infrastruktury wodnej oraz lokalnych społeczności i gospodarek<sup>1</sup>.

Osadzając powyższy zarys historyczny w uwarunkowaniach legislacyjno-rynkowych, należy wskazać procesy, które zdefiniowały dzisiejszy charakter rynku

energetycznego w Europie, stanowiąc wypadkową dla rynków krajowych, w tym Portugalii. Ta, w pierwszej kolejności, mierzyła się z trudnościami w przeprowadzeniu reform, zmierzających do liberalizacji rynku energetycznego, rozpoczętej w połowie lat 90. XX w. Do tego czasu, giełdy energii elektrycznej były zdominowane przez krajowe lub regionalne monopole, zarządzane przez UCPT (União ds. Koordynacji Wytwarzania i Przesyłu Energii Elektrycznej).

Koniec dominacji w produkcji oraz imporcie i eksporcie energii nastąpił poprzez ustanowienie zasad rozdziału działalności produkcyjnej od przesyłowej. Kolejne pakiety legislacyjne z początku XXI w. zwiększały konkurencyjność i transparentność rynku, lecz nie określiły konkretnego modelu. Brak jasnych regulacji dotyczących magazynowania energii i zarządzania ESP spowodował nieprzejrzyste zarządzanie nimi, przy jednoczesnym, ciągłym wzroście znaczenia ich integracji z odnawialnymi źródłami energii.

### Transformacja energetyczna

Kolejne traktaty wprowadzone już przez Unię Europejską, w konsekwencji wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w generacji, wymusiły wielkoskalową transfor-

<sup>1</sup> Zgodnie z danymi z 2023 r. całkowita roczna produkcja z elektrowni wodnych przyzaporowych wynosiła 13 tys. GWh przy całkowitej mocy zainstalowanej 5 822 MW (dotyczy obiektów z mocą powyżej 10 MW). Źródło: [https://pt.wikipedia.org/wiki/Hidroel%C3%A9tricas\\_em\\_Portugal](https://pt.wikipedia.org/wiki/Hidroel%C3%A9tricas_em_Portugal)

mację rynku energetycznego, w którym jak się okazuje, fundamentalną rolę odgrywa magazynowanie energii. Legislacyjne ramy dla magazynowania energii w Portugalii są zdefiniowane przez szereg kluczowych aktów prawnych. Głównym dokumentem jest Dekret z mocą ustawy nr 15/2022, który reguluje zasady dotyczące tworzenia inicjatyw wspólnotowych promujących energetykę odnawialną i samowystarczalność energetyczną.

Dekret ten wprowadza przepisy dotyczące licencjonowania i eksploatacji jednostek produkujących energię oraz instalacji magazynowania energii, szczególnie tych związanych z projektami OZE. W ramach europejskiego Pakietu Legislacyjnego „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” wprowadzono nowe regulacje dotyczące rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Obejmują one wymagania dla nowych producentów energii oraz promują harmonizację przepisów w celu ułatwienia transgranicznej współpracy i handlu energią. Kluczowym elementem tego procesu jest rozwój rynku intraday<sup>2</sup>, umożliwiającego transakcje energii elektrycznej na godzinę przed dostawą.

Magazynowanie energii jest znaczące dla dekarbonizacji, ponieważ może nie tylko zapewnić efektywne zarządzanie sieciami dystrybucji energii elektrycznej — pochodzącej z różnych obszarów produkcyjnych — ale także pomóc w rekonwersji instalacji opartych na paliwach kopalnych, takich jak elektrownie ciepłe. Zdaniem André Botelho, dyrektora EDP Ventures<sup>3</sup>, neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla nie można osiągnąć, „jeśli nie mamy narzędzi zapewniających nam elastyczność”. To słowo-klucz: elastyczność. To właśnie ona umożliwia zarządzanie w każdym czasie wytwarzaniem i zużyciem. Jednocześnie pojęcie to wyjaśnia, dlaczego dzisiejsza dostępna pojemność magazynowa energii w Portugalii opiera się praktycznie w całości na energetyce wodnej, zwłaszcza elektrowniach szczytowo-pompowych, które umożliwiają gromadzenie wody w zbiorni-

<sup>2</sup> Rynek intraday jest kluczowym elementem nowoczesnych rynków energii, zwłaszcza w kontekście integracji odnawialnych źródeł energii.

<sup>3</sup> EDP Ventures jest ramieniem EDP (Energias de Portugal S.A.), portugalskiej firmy energetycznej działającej w Europie i na świecie, zajmującym się kapitałem wysokiego ryzyka, inwestującym w start-upy technologiczne na wczesnym etapie rozwoju w branży energetycznej.

Źródło: [www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2021/03/ESTUDO-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA\\_Texto\\_Final\\_revisto-OBS-v2.pdf](http://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2021/03/ESTUDO-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA_Texto_Final_revisto-OBS-v2.pdf)

Lp.	Lokalizacja	Technologia	Moc
1.	Évora	baterie (litowo-jonowe)	0,5 MW
2.	Porto Santo	baterie (litowo-jonowe)	4 MW
3.	Graciosa, Açores	baterie (litowo-jonowe z dwutlenkiem tytanu)	7,4 MW
4.	Flores, Açores	koło zamachowe (kinetyczny zasobnik energii)	0,5 MW
5.	Calheta Madeira	elektrownia szczytowo-pompowa	15 MW
6.	Baixo Sabor (Jusante)	elektrownia szczytowo-pompowa	37 MW
7.	Alto Rabagão	elektrownia szczytowo-pompowa	68 MW
8.	Vilarinho das Furnas	elektrownia szczytowo-pompowa	125 MW
9.	Torrão	elektrownia szczytowo-pompowa	140 MW
10.	Baixo Sabor (Montante)	elektrownia szczytowo-pompowa	145 MW
11.	Frades I	elektrownia szczytowo-pompowa	192 MW
12.	Salamonde II	elektrownia szczytowo-pompowa	211 MW
13.	Foz Tua	elektrownia szczytowo-pompowa	259 MW
14.	Agueira	elektrownia szczytowo-pompowa	336 MW
15.	Alqueva	elektrownia szczytowo-pompowa	520 MW
16.	Venda Nova III	elektrownia szczytowo-pompowa	736 MW
17.	Frades II	elektrownia szczytowo-pompowa	778 MW

Tab. 1. Magazyny energii w Portugalii o mocy instalowanej powyżej 0,5 MW (2020 r.)

kach górnych w okresach szczytowej produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

W 2020 roku w Portugalii funkcjonowało 17 instalacji magazynowania energii wspierających działanie systemu elektroenergetycznego, o mocach instalowanych od 0,5 MW do 778 MW, jak wskazano w tabeli 1. Od tamtej pory gospodarka energetyczna zwiększyła swoje zasoby o kolejne obiekty. Obecna moc instalowana magazynów energii po uruchomieniu elektrowni szczytowo-pompowej Alto-Tâmega przekroczy 4 GW<sup>4</sup>.

Należy zwrócić uwagę, iż bateryjne magazyny energii (ME) w systemie portugalskim nie odgrywają jeszcze istotnej roli, choć rozważane są nowe modele biznesowe oparte na systemach fotowoltaicznych połączonych z magazynowaniem przy użyciu ME. Wskazana perspektywa może zwiększyć ich znaczenie w Portugalii, zgodnie z przewidywaniami Planu Krajowego Energii i Klimatu na rok 2030. Jednakże z racji na kluczową rolę ESP w regulacji systemu energetycznego, sze-

rzej przyjrzymy się znaczeniu i wykorzystaniu tej technologii.

### Istniejące ESP

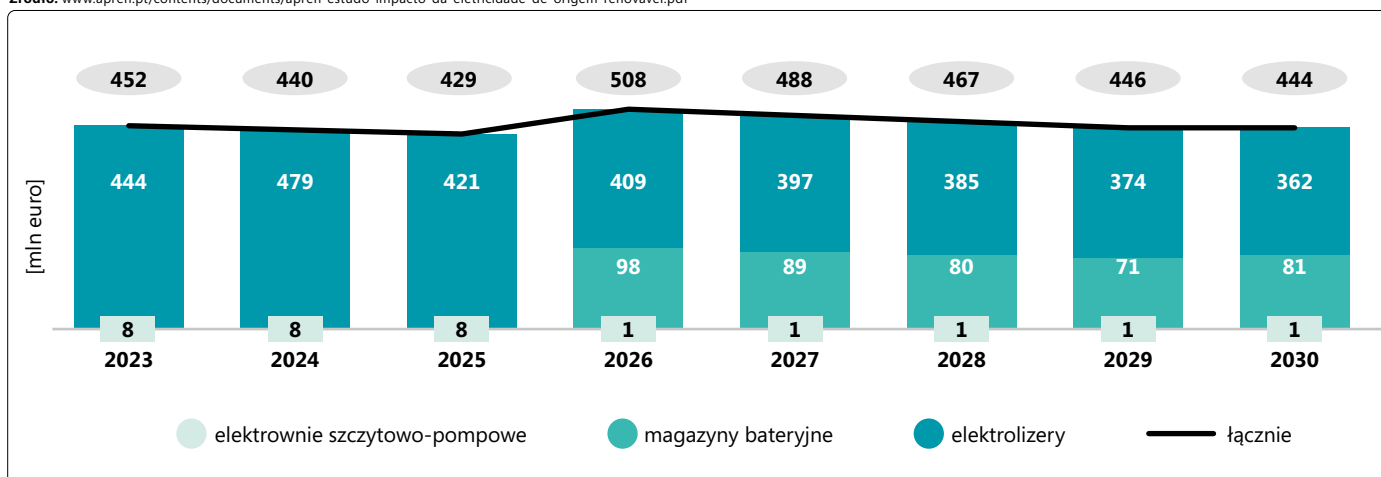
Obecnie w Portugalii działa kilka elektrowni szczytowo-pompowych. Niewątpliwie największymi obiektami są:

- Frades II o mocy 780 MW z dwiema turbinami Francisca o największej jednostkowej mocy w Europie, pracującymi ze zmienną prędkością obrotową,
- Alqueva I i II po repoweringu do mocy 520 MW,
- Agueira z trzema turbinami Francisca o mocy 112,4 MW każda,
- Foz Tua o mocy 263 MW.

Na tej liście, na wyróżnienie zasługuje wspomniana już inwestycja hiszpańskiej firmy Iberdrola w kompleks nazwany Gigabaterią Tâmega, położony na północy Portugalii. Według spółki jest to jeden z największych projektów elektrowni szczytowo-pompowych w Europie w ciągu ostatnich 25 lat, o łącznej mocy zainstalowanej 1158 GW (Gouvães 880 MW, Davões 118 MW, Alto Tâmega 160 MW), zdolnym wyprodukować 1 766 GWh energii rocznie. Obiekt jest modernizowany do elektrowni hybrydowej poprzez po-

<sup>4</sup> [www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2021/03/ESTUDO-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA\\_Texto\\_Final\\_revisto-OBS-v2.pdf](http://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2021/03/ESTUDO-ARMAZENAMENTO-DE-ENERGIA_Texto_Final_revisto-OBS-v2.pdf)

Źródło: [www.apren.pt/contents/documents/apren-estudo-impacto-da-eletricidade-de-origem-renovavel.pdf](http://www.apren.pt/contents/documents/apren-estudo-impacto-da-eletricidade-de-origem-renovavel.pdf)



Rys. 1. Bezpośrednie inwestycje prywatne w magazyny bateryjne, elektrownie szczytowo-pompowe i elektrolizery w latach 2023–2030

łączenie z dwiema farmami wiatrowymi o łącznej mocy 300 MW<sup>5</sup>. System będzie miał całkowitą pojemność magazynowania wynoszącą 40 GWh, co odpowiada zapotrzebowaniu na energię elektryczną 11 milionów mieszkańców w ciągu 24 godzin. Wartość tej inwestycji przekroczyła 1,5 miliarda euro.

### Plany inwestycyjne

Z opracowania dotyczącego magazynowania energii opublikowanego w maju tego roku przez Obserwatorium Energii<sup>6</sup> ADENE<sup>7</sup> — Agencji Energii i zaktualizowanego w następstwie nowych inicjatyw Unii Europejskiej, takich jak Fit-for-55, RePOWER EU czy Europejski Pakt Ekologiczny, które zakładają istotne zmiany w zakresie energetyki, wynika, iż roczna wartość inwestycji w elektrownie szczytowo-pompowe na portugalskim rynku energii powinna wahać się od 205 mln euro do 275 mln euro, co do 2030 roku stanowić będzie łącznie 3 900 MW. Z kolei roczna wartość inwestycji w magazyny bateryjne ma wynieść od 11 mln euro do 16 mln euro przy zakładanej do 2030 roku łącznej mocy 1 000 MW. Warto zaznaczyć, iż duży potencjał pokłada się w zielonym wodorze, dla którego oczekiwania inwestycyjne do 2030 roku oszacowano na poziomie 5 500 MW, co stanowi 87% całego budżetu, czyli blisko 3 mld euro. Łączna wartość wskaza-

nych inwestycji kalkulowana jest na około 3,7 miliarda euro.<sup>8</sup> W sektorze prywatnym, środki przeznaczone na realizację ESP do roku 2025 kształtują się na poziomie 32 milionów euro, a od 2025 roku oczekuje się, że magazyny bateryjne zyskają na znaczeniu, z przewidywanymi inwestycjami o wartości 744 milionów euro.<sup>9</sup>

Powyższe, ambitne cele znalazły odzwierciedlenie w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021–2030 (PNEC 2030) oraz planie działania na rzecz neutralności węglowej (RNC 2050)<sup>10</sup>. Równocześnie ze wspomnianymi celami określono również wytyczne dotyczące wspólnego wykorzystania przedmiotowych instalacji, aby doszło do zwiększenia krajowej zdolności magazynowania energii oraz wzmocnienia elastyczności i stabilności portugalskiego systemu elektroenergetycznego. Decyzyjność w zakresie doboru odpowiednich systemów generacyjnych, a co za tym idzie zdefiniowanie powyższych założeń inwestycyjnych, opierało się na symulacji różnych scenariuszy w horyzoncie czasowym 2030 i 2040, poprzez badanie ich wpływu na rozwój różnych opcji magazynowania energii. W analizach skoncentrowano się na elastyczności systemu elektroenergetycznego i jego interakcji z systemem energetycznym. We wszystkich analizowanych kombinacjach zakładano, że system elektryczny w latach 2030 i 2040 będzie miał znacznie większą zainstalowaną moc w instalacjach OZE niż obecnie.

W sektorze elektroenergetycznym główną różnicą między scenariuszami są zdolności wytwórcze elektrowni wiatrowych i słonecznych przeznaczonych do produkcji wodoru. Scenariusz H2base\_Duplo wyróżnia się jako ten, który najbardziej podkreśla produkcję wodoru, podwajając zdolność elektrowni dedykowanych ze scenariusza H2base w 2030 roku.<sup>5</sup> Tym samym, przy założeniach, gdzie występuje znaczący wzrost mocy zainstalowanej w OZE, takich jak wyżej wspomniane, nieodłącznym aspektem jest bilansowanie nadwyżek produkcyjnych. W tym zadaniu, elektrownie szczytowo-pompowe odgrywają kluczową rolę, umożliwiając stabilizację systemu energetycznego, zapewnienie jego elastyczności oraz efektywne wykorzystanie nadmiarowej energii do produkcji wodoru, co w konsekwencji wspiera rozwój zrównoważonego systemu energetycznego i gospodarki niskoemisyjnej.

Portugalia planuje dalsze inwestycje w rozbudowę i modernizację istniejących elektrowni oraz budowę nowych obiektów. Zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym sprawia, że rola elektrowni szczytowo-pompowych staje się jeszcze bardziej istotna. Dzięki nim możliwe jest efektywne zarządzanie zmiennością produkcji energii z OZE i zapewnienie stabilnych dostaw energii elektrycznej w kraju, co potwierdzają statystyki.

### Istotne dane statystyczne

Od roku 2005 zauważalnie wzrósł udział odnawialnych źródeł energii w Portugalii, osiągając obecnie poziom 52%. Natomiast od 2011 roku, odnotowywano spadek mocy zainstalowanej w sektorze energetyki konwencjonalnej, szczególnie widocz-

<sup>5</sup> <https://balkangreenenergynews.com/portugal-switzerland-launch-pumped-storage-hydropower-plants-of-over-2-gw-in-total/>  
<https://www.iberdrola.com/about-us/what-we-do/hydroelectric-power/tamega-giga-battery>

<sup>6</sup> Platforma „Obserwatorium Energii” to platforma cyfrowa skierowana do bardziej wyspecjalizowanych odbiorców związanych z sektorem energii, takich jak badacze, agenci sektorowi, administracja publiczna, przedsiębiorstwa publiczne i prywatne, studenci i nauczyciele, ale również decydenci polityczni, media i ogół społeczeństwa.

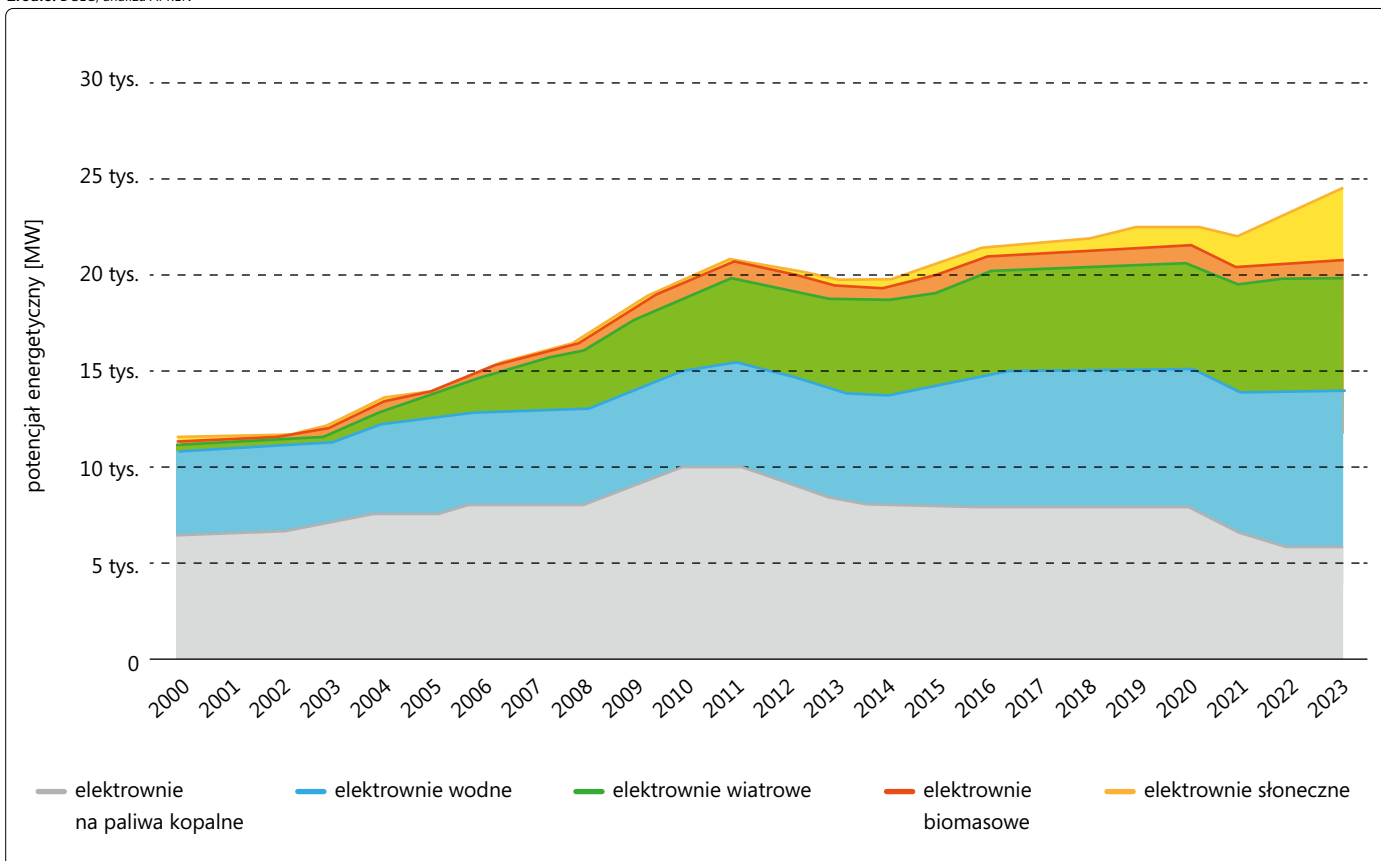
<sup>7</sup> ADENE jest organizacją typu stowarzyszeniowego, regulowaną przez przepisy prawa portugalskiego (Dekret-Ustawa nr 223/2000 oraz przepisy dotyczące stowarzyszeń w ogóle, szczególnie art. 157–184 Kodeksu cywilnego).

<sup>8</sup> <https://www.ambienteonline.pt/noticias/valores-de-armazenamento-energetico-previstos-no-pnec-sao-suficientes-para-cumprir-metas>

<sup>9</sup> <https://www.apren.pt/contents/documents/apren-estudo-impacto-da-eletricidade-de-origem-renovavel.pdf>

<sup>10</sup> Ostatnia portugalska elektrownia węglowa Pego położona w miejscowości Abrantes, została zamknięta 19 listopada 2021 r.

Źródło: DGEG, analiza APREN



Rys. 2. Ewolucja mocy wytwórczych w Portugalii kontynentalnej

ny w 2021 roku po wyłączeniu elektrowni węglowych Sines i Pego. Lukę tę, w latach 2018–2022 uzupełniły farmy wiatrowe oraz elektrownie wodne. W ciągu pierwszych sześciu miesięcy 2024 r. w kontynentalnej części Portugalii wytworzono 25 465 GWh energii elektrycznej, z czego ok. 84,2% pochodziło z OZE. Szczegółowe dane przedstawiono na wykresie kołowym<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>

W tym okresie energia elektryczna wyprodukowana w elektrowniach wodnych pokrywała 40,44% krajowego zużycia, energetyka wiatrowa 28,63%, instalacje fotowoltaiczne 8,71%, a źródła wykorzystujące biomasę 6,41%. Produkcja gazu ziemnego zaspokajała 9% zapotrzebowania, pozostałe 4% stanowiło saldo importu. Biorąc pod uwagę tylko czerwiec 2024 r., udział odnawialnych źródeł energii w wytwarzaniu energii elektrycznej wy-

niósł 83,4%. Z kolei elektrownie ciepłe na paliwa kopalne stanowiły 6,5%<sup>12</sup>.

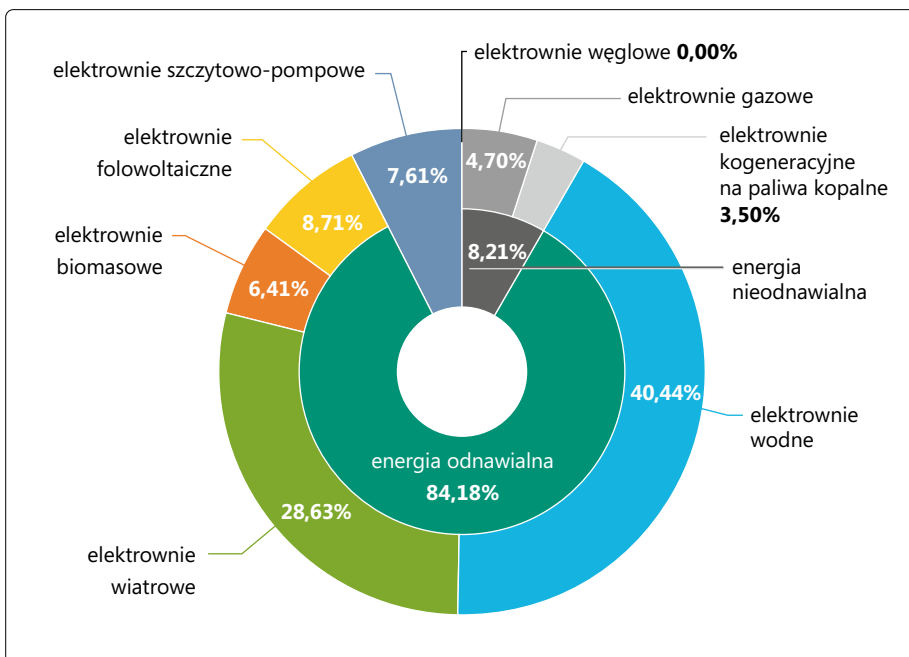
Ważnym rekordem jest kwietniowa średnia cena hurtowa na poziomie 13,23 euro za megawatogodzinę (MWh), co stanowi najniższą miesięczną wartość od czasu powstania iberyjskiego rynku energii elektrycznej w 2007 r. Do tej pory najtańszym miesiącem był luty 2014 r. Obfita produkcja energii odnawialnej, której poziom pokrycia zapotrzebowania wynosił 95%, przyczyniła się do nowego rekordu. Wartości te podkreślają dominujący udział OZE, a co za tym idzie potrzebę elastycznego zarządzania krajowym systemem energetycznym.

**Korzyści z inwestowania w OZE**

Warto zaznaczyć, iż w 2022 roku wolny rynek energii elektrycznej (Mercado Livre, ML) obejmował 85% klientów, co świadczy o wysokim stopniu liberalizacji rynku. Umożliwia to większą konkurencyjność i elastyczność w zarządzaniu zasobami energetycznymi. Regulator sektora energetycznego (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ERSE)<sup>12</sup> planuje wprowadzenie nowych opcji taryfowych, mających na celu lepsze zarządzanie zużyciem energii przez konsumentów.

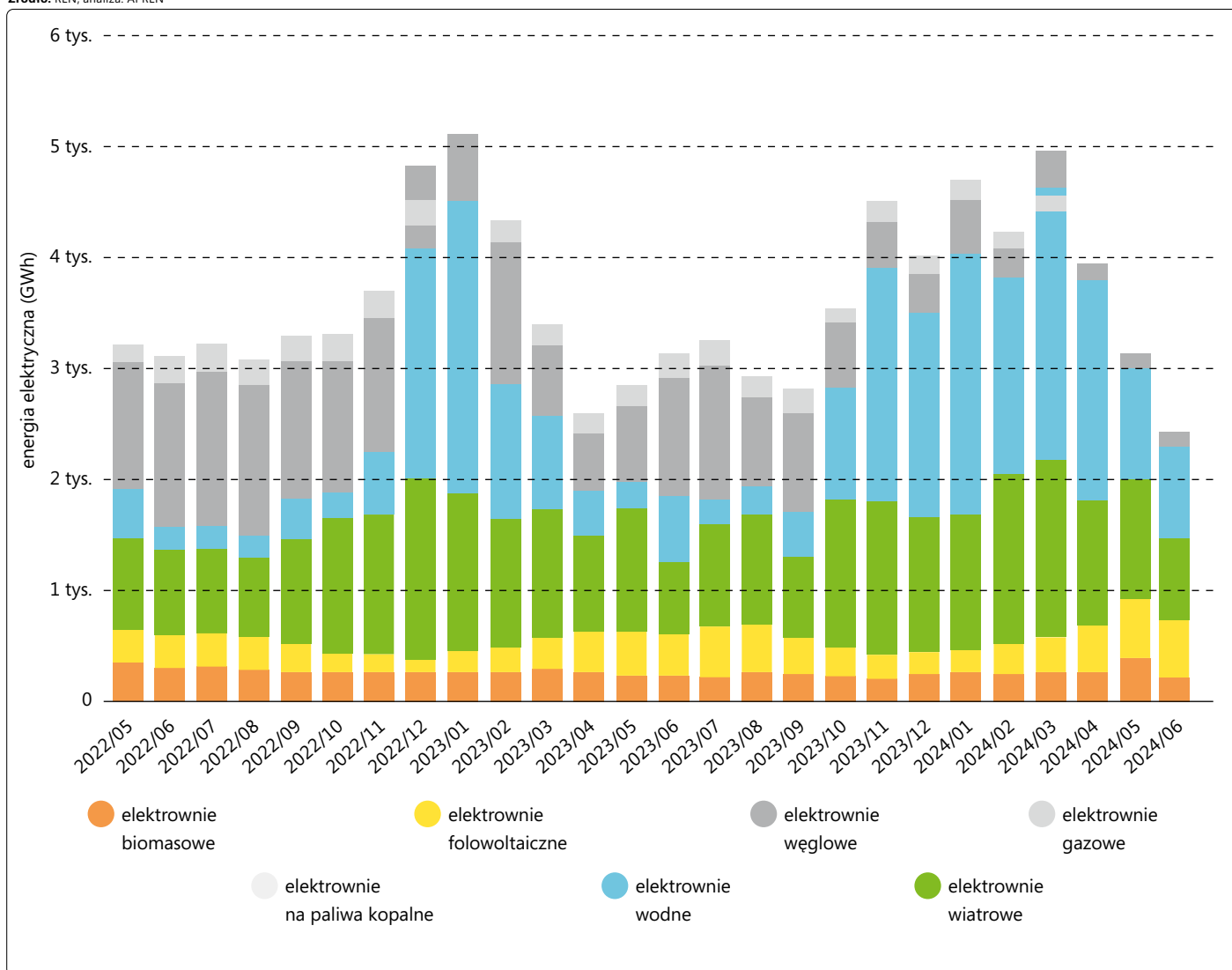
<sup>12</sup> Odpowiednik Urzędu Regulacji Energetycznej (URE) w Polsce.

Źródło: REN, analiza APREN



Rys. 3. Bilans produkcji energii elektrycznej w Portugalii kontynentalnej

Źródło: REN, analiza: APREN



Rys. 4. Ewolucja produkcji energii elektrycznej według źródeł w Portugalii kontynentalnej

Badanie wpływu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z perspektywy finansowej przeprowadzone przez APREN<sup>13</sup> wskazuje, że (i tutaj pozwolimy sobie na cytaty 1:1<sup>14</sup>, niech cyfry mówią same za siebie):

- produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) miała dodatni wpływ netto w wysokości około 17,1 mld euro w latach 2018–2022, z czego 13 mld dotyczy roku 2022,
- tylko w 2022 r. OZE wygenerowały roczne oszczędności na rachunkach za energię elektryczną średnio do około 1 600 euro dla odbiorcy krajowego i do 160 000 euro dla odbiorcy zagranicznego,
- skumulowany wkład OZE w PKB w latach 2018–2022 przekroczył 19 mld euro — średnio 3,9 mld euro rocznie. W 2030 r. odnawialne źródła energii będą odpowia-

dać za 5,9% PKB, co stanowi równowartość 17 mld euro,

- w tym okresie bezpośrednio inwestycje prywatne w centra produkcji energii elektrycznej w oparciu o OZE odnotowały średnioroczną kwotę około 921 mln euro. Oczekuje się, że do 2030 r. skumulowane inwestycje prywatne wyniosą 32 mld euro, co oznacza wzrost o 3,7 mld na realizację celów w zakresie magazynowania i elektrolizy,
- w 2022 r. producenci energii elektrycznej wnieśli wkład netto do podatku VAT w wysokości około 279 mln euro, a oczekuje się, że w 2030 r. roczna wartość wzrośnie do około 2 mld euro,
- w latach 2018–2022 dzięki OZE zaoszczędzono około 13,2 mld euro na imporcie węgla i gazu ziemnego.

źródeł energii oraz technologii magazynowania. Zapleczem do realizacji kolejnych inwestycji w OZE i osiągnięcia celów są zielone magazyny energii, czyli elektrownie szczytowo-pompowe (ESP), w które Portugalczycy inwestowali od dziesięcioleci. Dzięki odpowiedniej ilości jednostek magazynujących, tu ESP, stabilność krajowego systemu pozostaje niezachwiana i nie dochodzi do ograniczeń produkcji OZE, z czym obecnie borykamy się w Polsce. Jak widać, przyjęta strategia inwestycyjna, doprowadziła do sytuacji win-win, której najlepszym podsumowaniem są trzy razy niższe ceny energii elektrycznej w Portugalii niż w Polsce oraz dalszy potencjał inwestycyjny rynku portugalskiego.

<sup>13</sup> Portugalskie Stowarzyszenie Energii Odnawialnej (APREN) jest stowarzyszeniem non-profit, założonym w październiku 1988 r., którego misją jest koordynowanie i reprezentowanie wspólnych interesów swoich członków w promowaniu energii odnawialnej w sektorze energii elektrycznej.

<sup>14</sup> <https://www.apren.pt/pt/publicacoes/apren/estudo-sobre-o-impacto-da-eletricidade-de-origem-renovavel/>

### Podsumowanie

W kontekście rosnącej roli odnawialnych źródeł energii, inicjatywy prawne i inwestycyjne, zwłaszcza w Portugalii, wskazują na rosnące znaczenie integracji odnawialnych

**Ewelina Bogacka**

Kierownik biura projektowego

**Michał Kubecki**

Prezes zarządu

505 176 479

michal.kubecki@ioze.pl

# Budowle hydrotechniczne – vademecum dla niespecjalistów

**W trakcie powodzi niezwykle istotne jest właściwe kierowanie ograniczonych sił i środków w miejsca o najwyższym priorytecie ochrony życia, zdrowia oraz mienia osób zagrożonych. Gdy niebezpieczeństwu nie można już zapobiec, a celem jest minimalizacja strat, kluczowa staje się precyzyjna, zweryfikowana i zrozumiała informacja umożliwiająca skuteczne reagowanie adekwatnie do bieżących potrzeb. Niezbędne w tym celu jest stosowanie prawidłowych określeń tego, co ma zostać przekazane.**

Od zarania dziejów życie człowieka nierozdzielnie związane jest z wodami powierzchniowymi. Cywilizacyjne zdobycze, jakimi są na przykład zorganizowany system zaopatrzenia w wodę i usuwania ścieków, chociaż znane i rozwijane już w starożytności, przez wieki uzależnione były od źródła wody usytuowanego w miejscu i odległości umożliwiających dostarczenie jej przy użyciu tylko siły fizycznej lub prostych konstrukcji. Płaskie doliny, atrakcyjne dla rozwoju budownictwa i rolnictwa, zapewniały też dostęp do pożywienia, ułatwiały transport i handel. Nie przez przypadek więc pierwsze stałe osady lokalizowane były w ich pobliżu, a współcześnie największe miasta zwykle są nad największymi rzekami. Jednak poza wieloma zaletami, bliskość rzeki niosła jedną, za to katastrofalną w skutkach wadę — powódzie.

Adaptując się do tych warunków budowano różnorodne konstrukcje, aby ułatwić sobie korzystanie z wody oraz chronić się przed jej niszczycielską siłą, których różne rodzaje i typy zebrano w końcu pod pojęciem budowli hydrotechnicznych.

## (Dez)informowanie w czasie powodzi

XXI wiek przyniósł jednak jeszcze jedną kolosalną zmianę w regułach funkcjonowania społeczeństw — błyskawiczne rozprzestrzenianie informacji. Dzisiaj każdy może na chwilę zostać reporterem, wystarczy tylko nagrać film lub zrobić zdjęcie potencjalnie interesującemu wydarzeniu i z krótkim opisem opublikować na jednym z wielu dostępnych portali. Tam niemal natychmiast może ona trafić do tysięcy zainteresowanych odbiorców. Siłą rzeczy nie są to zwykle informacje przygotowane przez specjalistów w danej dziedzinie, a wartość takiego przekazu może być zróżnicowana — z niewiedzy, błędnej interpretacji, a w skrajnych przypadkach celowo wprowadzająca w błąd. Tradycyjne

media, jak prasa, radio i telewizja podejmując nierówną walkę z mediami społecznościowymi, również starają się być zawsze pierwsze. W tym swoistym wyścigu o uwagę odbiorców coraz częściej mamy więc do czynienia nie tyle z informowaniem, co z przekazywaniem niezwykłych informacji ze źródeł o różnej jakości. W sytuacjach kryzysowych ma to kluczowe znaczenie ze względu na potrzebę najlepszego wykorzystania zawsze niewystarczających zasobów.

## Budowle hydrotechniczne w trakcie powodzi

Budowle hydrotechniczne nigdy nie będą przygotowane do przepuszczenia każdej fali powodziowej. Przyjmowane w toku projektowania parametry techniczne są wynikiem zestawienia uzasadnionych nakładów finansowych oraz możliwości technicznych z prawdopodobieństwem wystąpienia powodzi o założonej skali. Zawsze może zatem dojść do przekroczenia przepustowości obiektu. Nie można wykluczyć również ludzkich błędów w wykonaniu lub utrzymaniu budowli. Na końcu mierzymy się jeszcze ze zmianami klimatu oraz zagospodarowania zlewni, które potęgują skalę powodzi, tym samym zmniejszając skuteczność starszych obiektów. Trzeba zatem zaakceptować, że awarie bu-

dowli hydrotechnicznych mogą się zdarzać niezależnie od wysiłków czynionych, by temu zapobiec. Jeszcze bardziej zwiększa to potrzebę rzetelnej informacji. W kwestii zarządzania kryzysowego robi bowiem ogromną różnicę, czy przerwana została zapora zbiornika retencyjnego, czy też wąż przy pompowni tylko towarzyszącej temu zbiornikowi — obie awarie niosą ze sobą zupełnie inną skalę zagrożenia i odmienną potrzebę reagowania. Powszechnie stosowane w takich sytuacjach określenie „pękła tama” nie niesie natomiast żadnej wartościowej informacji o charakterze zdarzenia utrudniając właściwą odpowiedź na zagrożenie. Wychodząc naprzeciw potrzebie edukowania zarówno nadawców, jak i odbiorców informacji, w dalszej części artykułu opisane zostały główne rodzaje budowli hydrotechnicznych spotykanych w Polsce, wraz z charakterystyką ich funkcjonowania w czasie powodzi. Nie jest to jednak opracowanie naukowo-techniczne, zostały zatem wprowadzone konieczne uproszczenia, który czynią go przystępnym dla czytelnika nie będącego specjalistą hydrotechnikiem.

## Budowle regulacyjne

Chyba najpopularniejszym określeniem w stosunku do niemal wszystkich obiektów hydrotechnicznych spotykanych w Polsce z niezrozumiałych przyczyn stała się tama. W hydrotechnice jednak określa się tak tylko budowle regulacyjne mające za zadanie powstrzymać erozję boczną oraz skoncentrować przepływ wody w węższym korycie, nie dopuszczając do jego naturalnego meandrowania. Nigdy nie są to obiekty całkowicie przegradzające kory-



Fot. 1. Tama poprzeczna (ostroga) na Wiśle



Fot. 2. Stopień regulacyjny (drewniano-kamienny)

to rzeki, a jedynie jego część przybrzeżną do wyznaczonej linii regulacyjnej. Dzieli się je na dwa główne rodzaje: tamy poprzeczne (ostrogi) oraz podłużne. Koronę takich budowli wynosi się w okolice wody średniej rocznej, umożliwiając odkładanie niesionego przez rzekę rumowiska w odciętych częściach koryta. Przepływy wezbraniowe zalewają więc te konstrukcje całkowicie i nie mają one istotnego wpływu na przejście fali powodziowej, jak również ich awaria nie powoduje poważnych konsekwencji. Używanie takiego określenia w stosunku do opisanych dalej zapór lub wałów przeciwpowodziowych może wprowadzać w błąd, nie wskazuje bowiem, z jakim obiektem mamy do czynienia i jakiego zagrożenia należy się spodziewać.

Budowlami regulacyjnymi poprzecznymi przegradzającymi całą szerokość koryta są progi i stopnie. Różnice między nimi, zwłaszcza w przypadku mniejszych obiektów, nie zawsze są wyraźne, nawet hydrotechnikom zdarza się więc używanie tych nazw zamiennie. Podstawową cechą wyróżniającą stopień jest różnica poziomu dna przed i za obiektem, podczas gdy w przypadku progu jest ona zbliżona. Szczególną formę progu, którego korona pokrywa się z rzędną dna nazywamy gurtem. Popularną w ostatnim czasie formą stopnia jest natomiast bystrze (bystrotok), czyli dłuższa rampa (pochylnia) wykonana np. z narzutu kamiennego, która spełnia taką samą funkcję, stabilizując uskok dna, a jednocześnie nie stanowi bariery dla migracji organizmów wodnych. Progi i stopnie regulacyjne wykonuje się, aby zmniejszyć spadek cieków oraz zabezpieczyć dno przed erozją wgłębną. Korona obiektu zwykle pokrywa się ze średnim poziomem dna istniejącego lub planowanego do uzyskania w związku z regulacją,

a ewentualne spiętrzenie wody jest raczej efektem ubocznym niż celem budowli. Z tego względu ich wpływ na przejście fali powodziowej nie powinien być istotny, niemniej w przypadku większych obiektów powinno to być uwzględniane w parametrach wałów przeciwpowodziowych lub mostów znajdujących się w zasięgu ich oddziaływania.

#### Budowle piętrzące

Jeżeli celem zabudowy koryta lub doliny rzeki nie jest już tylko utrzymanie jej w stabilnym, niezmiennym biegu, tylko gospodarcze korzystanie z wód, budowle regulacyjne opisane wcześniej zwykle nie są wystarczające. W zależności od potrzeb użytkownika, konieczne staje się wzniesienie budowli znacząco bardziej modyfikujących naturalne stosunki wodne poprzez piętrzenie, magazynowanie lub retencjonowanie wody. Ogólnie nazywamy je budowlami piętrzącymi.

Wśród najprostszych wskazać należy zastawki (melioracyjne) stosowane na rowach, stawach, mniejszych ciekach w celu niewielkiego spiętrzenia wody, zwykle okresowego, np. na czas nawadniania

gruntów rolnych lub napełniania stawów. Wyróżnia je możliwość ręcznego ustawiania poziomu piętrzenia za pomocą montowanych w prowadnicach desek, bali drewnianych, płyt stalowych lub aluminiowych (szandorów) albo prostych mechanizmów. Niewielka skala powoduje, że awaria takiego obiektu ma skutki lokalne i raczej niegroźne.

Najpowszechniejsze w Polsce budowle chroniące przed katastrofalnymi wezbrzeniami to bezsprzecznie wały przeciwpowodziowe, na czego dowód wystarczy wskazać, że mamy ich przeszło 8,5 tysiąca km (dla porównania autostrad i dróg ekspresowych łącznie nieco ponad 5 tysięcy km). Konstrukcyjnie są to obiekty zbliżone do ziemnych zapór. W przypadku obiektów otaczających zbiorniki retencyjne problematyczne dla laika może być określenie, w którym miejscu zapora boczna staje się wałem cofkowym. Oba rodzaje budowli różnią przeznaczenie i skutki awarii — wał przeciwpowodziowy nie ogranicza przepływu wody w trakcie wezbrania (a nawet przeciwnie), a tylko ogranicza jej rozlewanie się na większych obszarach. Z tego powodu przerwanie wału nie powoduje uwolnienia ogromnych ilości wody zgromadzonych wcześniej i niosących katastrofalne skutki dla terenów położonych niżej, jak w przypadku dużych zapór. W przypadku awarii wału na chronionym terenie występuje powódź o podobnych rozmiarach, jaka prawdopodobnie wystąpiłaby gdyby obszar nie był chroniony wcale. Wały przeciwpowodziowe powodują też negatywne skutki w postaci odcięcia możliwości dotarcia spływu powierzchniowego lub mniejszych cieków do odbiornika, co może niwelować ich skuteczność przeciwpowodziową lub skutkować występowaniem podtopień nawet



Fot. 3. Bystrze w postaci kaskady progów tworzących przepławkę dla ryb (Potok Trzebuńka, Stróża)

poza okresami wezbrań w głównej rzece. Aby przeciwdziałać takim zjawiskom, jako obiekty towarzyszące wałom (a także zaporem bocznymi zbiorników retencyjnych) buduje się pompownie lub stacje pomp (melioracyjne/powodziowe/odwadniające). Zazwyczaj są one wyposażone w zbiorniki wyrównawcze, służące wyrównaniu pracy pomp w dłuższym okresie (ze względów eksploatacyjnych) — nie należy ich mylić ze zbiornikami retencyjnymi, zupełnie inna jest bowiem skala tych obiektów i potencjalnych awarii.

### Zbiorniki i poldery

Ujmowanie wód w celu zaopatrzenia ludności lub przemysłu, stworzenie warunków do rekreacji lub energetyki wodnej, uzyskanie stałej głębokości umożliwiającej żeglugę, czy w końcu ochrona przed powodzią wymagają większych obiektów lub zespołów obiektów hydrotechnicznych. Głównymi budowlami piętrzącymi tworzącymi takie obiekty są jazy lub zapory powyżej których powstaje zbiornik, nazywany czasem zalewem lub jeziorem. Jeżeli głównym przeznaczeniem obiektu jest umożliwienie żeglugi śródlądowej przyjęło się nazywać go stopniem wodnym, chociaż konstrukcyjnie obejmuje on jaz (np. jazy odrzańskie we Wrocławiu) lub jaz i zapórę ziemną (np. stopień wodny we Włocławku), a dodatkowo oczywiście służę umożliwiającą



Fot. 4. Wały przeciwpowodziowe Wisły w Krakowie

przeprowadzenie statków i barek między odcinkami drogi wodnej o różnych poziomach piętrzenia. Przyjąć można, że jaz to obiekt stosunkowo niższy, którego piętrzenie ogranicza się do zasięgu koryta rzeki, podczas gdy w przypadku zapory przegradzana jest cała dolina, a powstający zbiornik jest znacznie bardziej rozległy. Każda zapora musi być wyposażona w odpowiednie zwymiarowane urządzenia upustowe, o konstrukcji podobnej do jazów. Składają się na nie przelewy powierzchniowe oraz spusty/upusty denne (czasem dodatkowo pośrednie/środkowe umieszczone wyżej w korpusie budowli). Obiekty te mogą występować oddzielnie pod własnymi nazwami lub w ramach jednej budowli, przybierając wtedy określenia sekcji przelewowo-upustowej, budowli zrzutowej lub podobnych.



Zródło: Archiwum autora

Chociaż historycznie mniejsze jazy mogły być wykonywane z wykorzystaniem drewna, kamienia i faszyny, współcześnie buduje się je przede wszystkim jako konstrukcje betonowe, dlatego ich awarie są mało prawdopodobne, nawet w przypadku przejścia największych fal powodziowych. Jazy i stopnie wodne mogą mieć stały poziom piętrzenia lub zmienny, sterowany różnymi typami zamknięć. Niemniej, nawet w przypadku jazów z zamknięciami, możliwości transformacji fali są ograniczone i wpływ takich obiektów na zarządzanie ryzykiem powodziowym nie jest zwykle istotny. Zdecydowanie największą skuteczność w tym zakresie posiadają zbiorniki retencyjne. W zależności od przeznaczenia możemy spotkać się z różnymi ich typami. Przez dekady zdecydowanie częściej budowane były zbiorniki wielozadaniowe (tzw.



Zródło: Archiwum autora

Fot. 5. Stopień wodny Koźle na rz. Odrze – jaz 2-przęsłowy i służa żeglugowa



Fot. 7. Jaz Tykocin na rz. Narew (przeznaczenie melioracyjne)

Zródło: Archiwum autora



Zródło: GK PGE

Fot. 6. Tresna – zapora ziemno-narzutowa z odrębnymi spustami dennymi i przelewem powierzchniowym stokowym



Fot. 8. Stopień wodny Malczyce – 3-przęsłowy jaz, elektrownia wodna, służa żeglugowa

Zródło: PGW Wody Polskie



Fot. 9. Zapora suchego zbiornika Malinówka 1 w Krakowie (zapora ziemna, żelbetonowe urządzenia przelewowo-upustowe)



Fot. 10. Czasza suchego zbiornika Malinówka 1 w Krakowie



Fot. 11. Suchy zbiornik Racibórz Dolny w trakcie powodzi. Zapora ziemna czołowa wraz z budowlą przelewowo-spustową 17.09.2024r.

mokre), w których tylko część pojemności stanowi rezerwę powodziową, a w pozostałej gromadzi się wodę stale na potrzeby zaopatrzenia wodociągów, energetyki, czy rekreacji (np. Czorsztyn-Niedzica). W ostatnich latach, zapewne w związku z coraz częściej występującymi powodziąmi, większą popularność zdobyły zbiorniki suche pełniące jedynie funkcję przeciwpowodziową. Dzięki przeznaczeniu całej pojemności na retencjonowanie wody tylko w okresach wezbrań, są one znacznie skuteczniejsze, dzięki czemu mogą być stosunkowo mniejsze. Pewnym wyjątkiem od tej reguły jest na pewno ogromny zbiornik Racibórz Dolny, ale i jego możliwości redukcji fali są z tego względu wyjątkowe. Trzecią formą zbiornikowej ochrony przed powodzią są poldeiry, działające podobnie jak zbiorniki suche. Budowane są jednak na obwałowanej terasie zalewowej rzeki, a zatem nie przegradzają jej koryta — z tego względu dość powszechne użycie określenia polder w stosunku do wspomnianego zbiornika w Raciborzu nie jest poprawne technicznie.

#### Gospodarowanie wodą na zbiornikach

Niestety ze względu na swoje rozmiary oraz ilość magazynowanej wody zbiorniki

retencyjne mogą też powodować katastrofalne skutki w przypadku awarii. Tragicznymi tego przykładami były przerwania zapór Niedów w 2010 oraz w Stroniu Śląskim ostatniej jesieni. Warto w tym kontekście wspomnieć o regułach sterowania zbiornikami retencyjnymi, które nie są dla administratora obiektu uznaniowe. Wszystkie zasady opisuje się w instrukcji gospodarowania wodą, która zatwierdzana jest w pozwoleniu wodnoprawnym dla jednego obiektu lub ich zespołu, jeśli położone są w układzie obiektów na siebie oddziaływujących (np. kaskada zbiorników retencyjnych). Instrukcja wskazuje osoby odpowiedzialne oraz zasady postępowania w zależności od aktualnej sytuacji hydrologiczno-meteorologicznej w normalnych warunkach użytkowania, w okresie suszy, występowania zjawisk lodowych, czy podczas powodzi lub w przypadku wystąpienia awarii. Opis sposobu postępowania w okresie powodzi obejmuje m.in. zasady tworzenia i wykorzystywania pojemności powodziowej w oparciu o dostępne informacje, w szczególności w przypadku wprowadzenia jednego z trzech stanów szczególnych: ostrzegawczego, alarmowego lub prognozowanego nadejścia fali

powodziowej. Szczególnie w kontekście realizowania zrzuć wyprzedzającego umożliwiającego częściowe opróżnienie zbiornika przed spodziewanym wezbraniem, istotne są precyzyjne informacje o zdarzeniach w zlewni powyżej zbiornika — zarówno tych naturalnych, ale też spowodowanych ewentualną awarią innego obiektu położonego wyżej.

#### Podsumowanie

Jak przedstawiono w artykule, hydrotechnika zna wiele obiektów umożliwiających gospodarowanie wodami w różnicowany sposób. Poszczególne rodzaje budowli mają też różny wpływ na możliwość zarządzania ryzykiem powodziowym, jak i różne są skutki ich potencjalnych awarii i katastrof budowlanych. Informacja o takich zdarzeniach musi być precyzyjna, aby jej odbiorcom umożliwić właściwe zareagowanie na zbliżające się zagrożenie.

**Tadeusz Bawolski**

Projektant specjalności inżynierskiej hydrotechnicznej



## Dwanaście mitów na temat energetyki wodnej obalonych

„Jedyną rzeczą gorszą od tego, że o nas mówią, jest to, że o nas nie mówią” – powiedział Oscar Wilde. Dlatego powinniśmy uznać za komplement to, że tak wiele osób niewłaściwie mówi o energetyce wodnej. To pokazuje, że jesteśmy ważni. Eddie Rich, dyrektor generalny Międzynarodowego Stowarzyszenia Energetyki Wodnej (International Hydropower Association), pisze o najczęstszych nieporozumieniach i mitach dotyczących hydroenergetyki, z którymi organizacja ma do czynienia na co dzień.

**Mit 1: Energia odnawialna to przede wszystkim wiatr i słońce.**

**Rzeczywistość:** *Hydroenergia, jako „zapomniany gigant energii odnawialnej”, jest największym na świecie źródłem niskiemisyjnej energii elektrycznej.*

W 2021 r. około 16% światowej energii elektrycznej (~4252 TWh) zostało wytworzone w elektrowniach wodnych – mniej więcej tyle samo, co we wszystkich innych odnawialnych źródłach energii razem wziętych. Niedawny wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wodnych, który był w przeważającej mierze efektem działań prowadzonych przez Chiny, wyniósł prawie 50 GW w ciągu ostatnich pięciu lat. Pełny obraz rozwoju energetyki wodnej na świecie

można znaleźć w Raplocie o Stanie Hydroenergetyki 2022 (Hydropower Status Report 2022).

**Mit 2: Energetyka wiatrowa i słoneczna mogą same zasiląć planetę.**

**Rzeczywistość:** *Niestabilne odnawialne źródła energii, takie jak wiatr i słońce, wymagają wsparcia niezawodnych, stabilnych źródeł.*

Energetyka wiatrowa i słoneczna rozwijają się szybciej niż energetyka wodna. Nie ulega wątpliwości, że obie technologie mają kluczowe znaczenie dla postępu w walce ze zmianami klimatycznymi. Ale co się dzieje, gdy wiatr nie wieje, a słońce nie świeci? Czy wracamy do paliw kopalnych? Czy grozi nam blackout? A może szukamy niezawodnej, dyspozycyjnej, stabilnej energii w postaci hydroenergetyki? Zarówno MAE (Międzynarodowa Agencja Energetyczna), jak i IRENA stoją na stanowisku, że w ciągu najbliższych 30 lat moc zainstalowana w elektrowniach wodnych będzie musiała zostać podwojona, aby osiągnąć globalny cel zeroemisyjności netto. Rola hydroenergetyki będzie się zwiększać, ze względu na jej elastyczność oraz zdolność do regulacji sieci, przy współpracy z tak niestabilnymi źródłami jak energetyka wiatrowa i słoneczna. Innymi słowy, energetyka wodna jest gotowa do wypełnienia dziury pozostawionej przez węgiel.

**Mit 3: Wszystkie możliwe elektrownie wodne zostały już zbudowane**

**Rzeczywistość:** *We wszystkich regionach świata dostępny jest niewykorzystany potencjał hydroenergetyczny*

Badania naukowe wykazują, że globalny potencjał hydroenergetyczny jest więcej niż wystarczający, aby zwiększyć ilość mocy zainstalowanej w elektrowniach wodnych do 1200 GW do 2050 roku, uwzględniając nawet ograniczenia ekonomiczne, społeczne i środowiskowe. Wykorzystanie tego potencjału będzie kluczem do realizacji naszych ambicji związanych z zeroemisyjnością. W raporcie IHA „Hydropower 2050” został przeanalizowany techniczny potencjał produkcyjny energetyki wodnej na całym świecie. Duże możliwości rozwoju wskazano w regionach, w których energetyka wodna jest stosunkowo słabo rozwinięta; na przykład 89% potencjału hydroenergetycznego w Afryce jest niewykorzystane. Dane te nie obejmują elektrowni szczytowo-pompowych, w których istnieje ogromny potencjał do dalszej rozbudowy.

**Mit 4: Potrzebujemy nowej technologii, aby osiągnąć zeroemisyjność.**

**Rzeczywistość:** *Mamy technologię; po prostu jej nie wdramy.*

Jeśli chodzi o przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, dużo mówi się o tym, że

osiągnięcie zeroemisyjności wymaga nowych technologii, innowacji, które dopiero powstaną w wyobraźni nowego pokolenia wynalazców. Nie wierzcie w ani jedno słowo. Chociaż zawsze należy zachęcać do innowacji, nasze ambicje dotyczące zerowej emisji netto nie opierają się na niej. Mamy już narzędzia do wykonania tego zadania, właśnie teraz. Niestabilna energia odnawialna w postaci energetyki wiatrowej i słonecznej, wspierana przez magazyny – akumulatory, elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) i zielony wodór – może zaprowadzić nas do świata energii o zerowej emisji. Elektrownia szczytowo-pompowa, jako „światowy akumulator wody”, jest doskonałym naturalnym uzupełnieniem dla energetyki wiatrowej i słonecznej. Stanowi już ponad 90% pojemności magazynowych i zmagazynowanej energii w zastosowaniach sieciowych na całym świecie. Oczywiście pojawiają się nowe technologie i udoskonalenia istniejących – czy to większe i lepsze baterie i elektrolizery, inteligentniejsze turbiny czy też tworzenie wirtualnych elektrowni wymieniając tylko kilka z nich. Jednak już teraz priorytetem powinno być planowanie i budowa długoterminowych magazynów energii elektrycznej (LDES) w postaci elektrowni szczytowo-pompowych.

Wykorzystując nadmiar energii wiatrowej i słonecznej przy zerowych lub niskich kosztach do pompowania wody do górnego zbiornika i spuszczać przez turbiny, gdy brakuje energii z wiatru i słońca, elektrownia szczytowo-pompowa jest doskonałym przykładem współpracy źródeł odnawialnych. Obecna pojemność magazynowa elektrowni szczytowo-pompowych to co najmniej 9000 GWh. Magazyny bateryjne będą ważne, ale w tej chwili ich ilość wynosi zaledwie 7–8 GWh. 40 krajów posiada zdolności produkcyjne ESP, ale ponad 50% światowej mocy zainstalowanej znajduje się w Chinach, Japonii i Stanach Zjednoczonych. Możemy zrobić więcej. W badaniu przeprowadzonym przez Australijski Uniwersytet Narodowy zidentyfikowano ponad 600 000 potencjalnych lokalizacji ESP na całym świecie. Odpowiada to możliwościom magazynowania 23 000 TWh energii elektrycznej. Bez wykorzystania przynajmniej części z nich, transformacji energetycznej grozi zahamowanie w momencie, w którym powinna ona przyspieszyć.

## Stanowisko przedstawicieli środowiska polskiej hydroenergetyki

Deinformacja i rozpowszechnianie mitów na temat szkodliwej dla środowiska roli hydroenergetyki oraz zabudowy technicznej rzek jest zjawiskiem obecnym również w polskich mediach. Dlatego też publikacja na łamach „Energetyki Wodnej” stanowiska Dyrektora Zarządzającego Międzynarodowego Stowarzyszenia Hydroenergetyki Pana Eddiego Rich’a, w którym wyjaśnił 12 mitów na temat hydroenergetyki spotkała się z aprobatą przedstawicieli branży. Wśród nich znalazł się Prezes Zarządu Hydroinvest Sp. z o. o., P. mgr inż. Dariusz Groniek. – *Biorąc pod uwagę stanowisko IHA oraz rozumie-*

*jąc zaniedbania i potrzeby zarówno hydroenergetyki, jak i gospodarki wodnej w Polsce oraz znając znaczenie i rolę wody dla gospodarki kraju, pragnę pobudzić do refleksji tych, którzy znają stan i rozumieją problematykę zarówno w zakresie ilości, jak i jakości wody. Mam też nadzieję, że artykuł ten skłoni do refleksji tych, którzy powinni czuć się odpowiedzialni za rozpowszechnianie mitów i dezinformację oraz wzmocni determinację tych, którzy z racji wypełnianych powinności są odpowiedzialni za rozwój gospodarki wodnej i hydroenergetyki – stwierdził.*

### Mit 5: Stare elektrownie wodne wymagają likwidacji i usunięcia.

**Rzeczywistość:** *Energetyka wodna jest zasobem wiecznym.*

Na całym świecie istnieją starzejące się elektrownie wodne, których moc wynosi łącznie ponad 600 GW. Choć kilka elektrowni powinno zostać wycofanych z eksploatacji i/lub usuniętych, zdecydowana większość może zostać zmodernizowana. IHA przeprowadziła badania dotyczące potencjału modernizacyjnego w Azji i Ameryce Łacińskiej, a właśnie kończymy podobne badanie w Afryce. Wnioski są jednoznaczne, modernizacja istniejących elektrowni wodnych to ogromna szansa na ekologiczną, niskoemisyjną energię elektryczną. Jest to kolejny powód, dla którego nie musimy opracowywać nowych technologii, aby osiągnąć postęp w realizacji naszych celów zeroemisyjności.

### Mit 6: Wszystkie zapory to elektrownie wodne.

**Rzeczywistość:** *Mniej niż jeden na pięć zbiorników wodnych na świecie jest wykorzystywany w celach hydroenergetycznych.*

Większość zapór wodnych na świecie pełni wiele funkcji, takich jak przeciwdziałanie powodzi i suszy, nawadnianie i zaopatrzenie w wodę. Z drugiej strony, 80% zapór niewykorzystywanych energetycznie na całym świecie stanowi znaczny potencjał dla modernizacji i wykorzystania hydroenergetycznego.

### Mit 7: Energetyka wodna narusza zasady zrównoważonego rozwoju.

**Rzeczywistość:** *Zrównoważony rozwój jest nie tylko możliwy; jest to oczekiwanie sektora.*

Członkowie IHA – reprezentujący jedną trzecią światowej mocy zainstalowanej w elektrowniach wodnych – przestrzegają Deklaracji z San José w sprawie zrównoważonej energetyki wodnej, która mówi, że: „W przyszłości jedyną akceptowalną energetyką wodną będzie zrównoważona energetyka wodna”. Nowe projekty mają być niezależnie certyfikowane przez zaprojektowany i zarządzany przez wielu interesariuszy Standard Zrównoważonej Energetyki Wodnej, który jest pierwszym tego typu standardem w sektorze odnawialnych źródeł energii. W ten sposób projekty powinny przyczynić się do zachowania zdrowych ekosystemów, zamożnych społeczności, odpornej infrastruktury i dobrego zarządzania. Standard jest zgodny z wytycznymi zrównoważonego rozwoju Banku Światowego i Międzynarodowej Korporacji Finansowej (IFC) oraz z wymogami organizacji „Climate Bonds” dla obligacji ekologicznych.

### Mit 8: Susza uniemożliwi wytwarzanie energii w elektrowniach wodnych

**Rzeczywistość:** *Aby złagodzić skutki suszy i powodzi potrzebujemy więcej energetyki wodnej, a nie mniej.*

Czy to nie zabawne, że dostrzegamy ogromną rolę hydroenergii w dostarczaniu



Fot. Widok z lotu ptaka na zapórę Beihetan

ekologicznej energii elektrycznej dopiero wtedy, gdy jej nie mamy? Wobec coraz częstszych zmiennych warunków pogodowych, gospodarka wodna i wielofunkcyjne zbiorniki będą w przyszłości ważniejsze niż kiedykolwiek. Kraje takie jak Hiszpania są dziś w stanie poradzić sobie z suszą tylko dzięki ogromnym inwestycjom w infrastrukturę wodną zrealizowanym w latach 70. XX w. Odpowiedzią jest energetyka wodna. Podczas gdy węgiel i energia jądrowa zużywają ogromne ilości wody, hydroenergetyka może wykorzystywać tę samą kroplę w kółko.

**Mit 9: Energetyka wodna jest kosztowna.**  
**Rzeczywistość:** *Energetyka wodna w całym cyklu życia jest drugą najtańszą formą energii odnawialnej.*

W najnowszym raporcie Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC) stwierdza się, że uśredniony koszt wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) w przypadku hydroenergetyki jest niższy niż w przypadku najtańszej nowoczesnej instalacji opalanej paliwami kopalnymi oraz, że energetyka wodna jest jedną z najtańszych istniejących technologii energetycznych. Stwierdzono, że przy okresie eksploatacji wynoszącym dla elektrowni wodnej 40–80 lat, koszty eksploatacji i utrzymania wynoszą 2–2,5% kosztów inwestycyjnych na kW/rok.

**Mit 10: Energetyka wodna powoduje nadmierną emisję gazów cieplarnianych.**  
**Rzeczywistość:** *Tylko energetyka wiatrowa i jądrowa mają niższe średnie emisje gazów cieplarnianych w cyklu życia niż energetyka wodna.*

Niezależne badania sugerują, że wykorzystanie hydroenergii zamiast paliw kopalnych do produkcji energii elektrycznej pozwoliło uniknąć emisji ponad 100 miliardów ton dwutlenku węgla tylko

w ciągu ostatnich 50 lat. To mniej więcej tyle, ile wynosi suma dwudziestoletniego śladu węglowego Stanów Zjednoczonych.

Niemniej jednak wszystkie źródła energii, nawet odnawialne, emitują dwutlenek węgla w swoim cyklu życia, w związku z ich produkcją, budową i eksploatacją. W raporcie IPCC zauważono, że tylko energetyka wiatrowa i jądrowa mają niższą medianę emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia niż energetyka wodna. Stwierdzono, że hydroenergetyka ma średnią intensywność emisji gazów cieplarnianych (GHG) na poziomie 24 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh. Dla porównania, mediana dla gazu wynosi 490 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

**Mit 11: Energetyka wodna to wczorajsza technologia.**

**Rzeczywistość:** *Technologie hydroenergetyczne rozwijają się w szybkim tempie.*

Energetyka wodna może być najstarszą z technologii odnawialnych, ale jest również tą, która szybko ewoluuje i wprowadza innowacje istotne dla klimatu. Zmieniający się koszyk energetyczny stawia przed energetyką wodną coraz większe wymagania w zakresie elastycznego i niezawodnego świadczenia usług energetycznych, w celu dostosowania się do podaży i popytu. Nowe osiągnięcia w technologii hydroenergetycznej pomagają zintegrować niestabilne źródła energii odnawialnej, takie jak energetyka wiatrowa i słoneczna oraz akumulatory w systemie energetycznym.

**Mit 12: Rynek zapewni rozwój energetyki wodnej.**

**Rzeczywistość:** *Przyszłość zrównoważonego sektora hydroenergetycznego to kwestia woli politycznej i wyboru.*

Rynki w naturalny sposób nie finansują elektrowni poza płaceniem za wy-

tworzenie energii. Energetyka wodna nie otrzymuje rekompensaty za swoje szersze funkcje systemowe i inne, takie jak elastyczność, niezawodność, zdolność magazynowania, przeciwdziałanie powodzi i suszy, dostarczanie wody i nawadnianie. Rynki energii muszą zostać dostosowane tak, aby to odzwierciedlały, w szczególności aby umożliwić elektrowniom szczytowo-pompowym zwiększenie roli na rynku energii.

Ponadto potrzebne są proporcjonalne, usprawnione procesy wydawania licencji/pozwoleń, aby szybko uruchomić nowe elektrownie wodne w celu osiągnięcia zeroemisyjności.

Rządy muszą również działać na rzecz umożliwienia inwestycji maksymalnie wykorzystujących istniejącą infrastrukturę poprzez jej modernizację, doposażenie zapór i jazów piętrzących niewykorzystywanych energetycznie oraz integrację pływających paneli słonecznych ze zbiornikami wodnymi. Wszystkie strony – rządy, finansiści, operatorzy i organizacje pozarządowe – powinny opowiedzieć się za powszechnym przyjęciem Standardu Zrównoważonej Energetyki Wodnej.

Deklaracja z San José mówi, że „zrównoważona energia wodna jest czystym, zielonym, nowoczesnym i przystępnym cenowo rozwiązaniem problemu zmian klimatycznych”. Wierzę, że możemy sprawić, że cel zero netto stanie się rzeczywistością #WithHydropower.

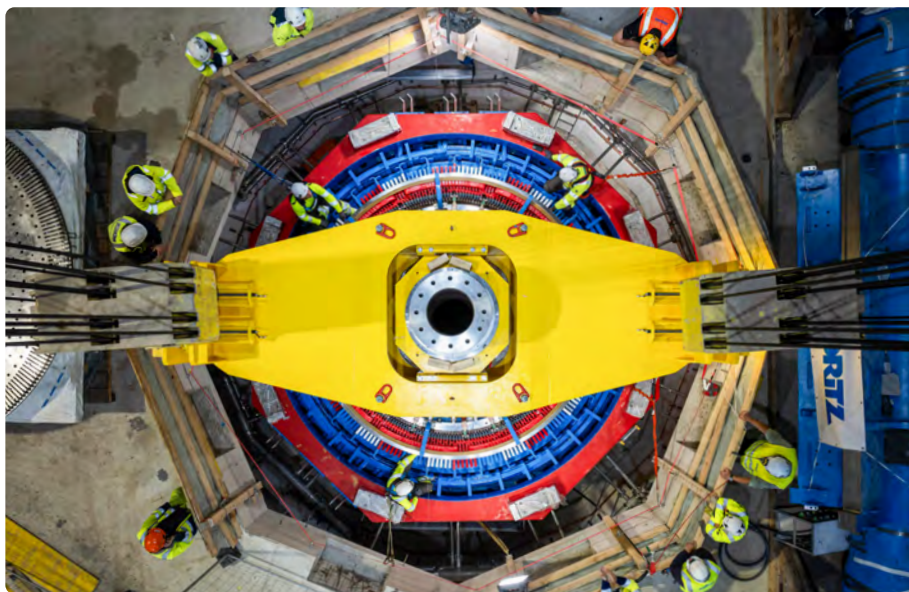
Międzynarodowe Stowarzyszenie Energetyki Wodnej

Tłumaczenie: mgr inż. Marta Gajewska

# Elektrownie szczytowo-pompowe w UE: stan obecny i potencjał

Elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) wymagają kompleksowego zarządzania. Obiekty te i powiązane z nimi zbiorniki wodne przynoszą wiele korzyści (m.in. magazynowanie wody, nawadnianie), ale mogą również wpływać na środowisko naturalne (np. piętrzenie wód, zatrzymywanie osadów), zwłaszcza gdy są zlokalizowane na zbiornikach wód słodkich. Niemniej jednak, w Unii Europejskiej (UE) możliwe są nowe, zrównoważone inwestycje, wspierające wiodącą pozycję UE oraz odporność sektora wodnego i energetycznego.

Zapory i zbiorniki wodne pełnią różnorodne funkcje. Zgromadzona w nich woda wykorzystywana jest przez różne sektory gospodarki: rolnictwo, przemysł, w tym energetykę, jak również służy zaspokojeniu potrzeb gospodarstw domowych. Zbiorniki wodne ponadto zapewniają ochronę przeciwpowodziową. Mogą one również pełnić funkcję magazynów energii poprzez pompowanie, magazynowanie i uwalnianie wody do, w i z górnego zbiornika, gdzie jest ona przechowywana w postaci energii potencjalnej.



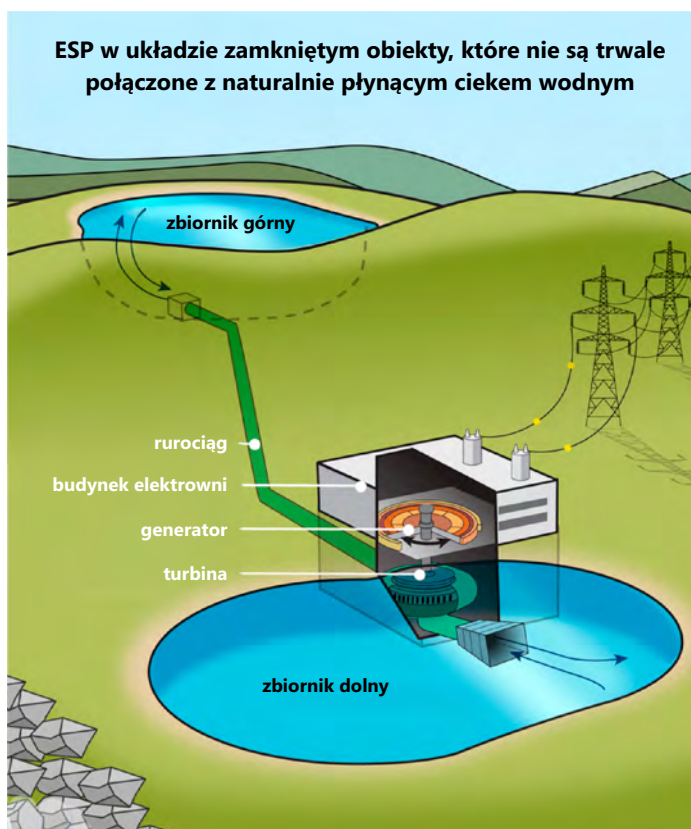
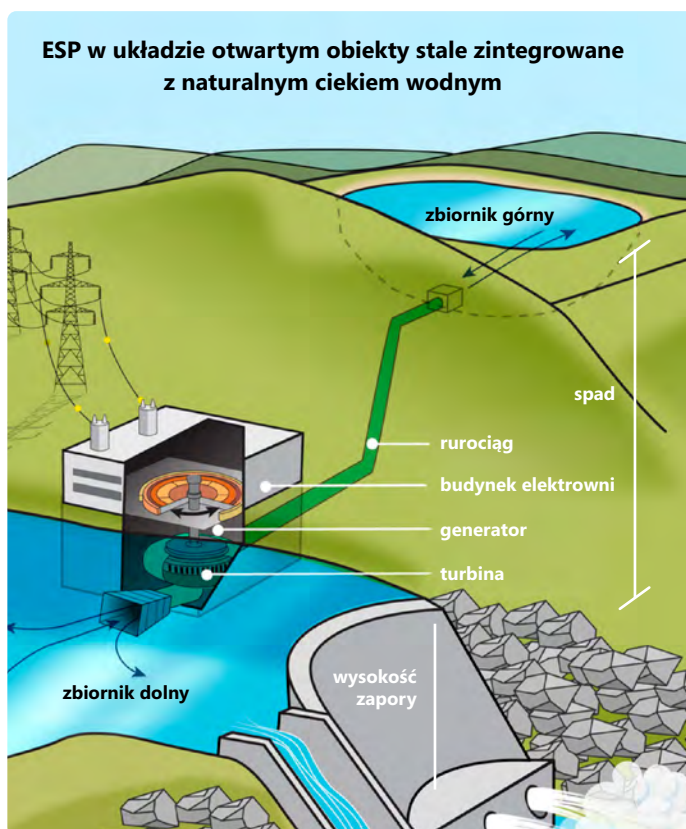
Fot. ESP Limberg III, montaż generatora

Dlatego ESP wspierają integrację systemów elektroenergetycznych, umożliwiając wykorzystanie niestabilnych źródeł odnawialnych, takich jak energia wiatrowa i energia słoneczna. Dwa główne rodzaje elektrowni wodnych są odpowiedzialne za magazynowanie i wytwarzanie energii elektrycznej:

- elektrownie zbiornikowe — dzięki piętrzeniu wody za pomocą zapory lub jazu możliwe jest jej gromadzenie w zbiorni-

ku, a energia elektryczna jest wytwarzana poprzez kontrolowane spuszczenie wody przez turbiny, w sposób zaplanowany, w zależności od zapotrzebowania na energię,

- elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) — gdy zbiornik wodny jest połączony poprzez człon energetyczny wyposażony zarówno w turbiny wodne, jak i pompy (lub maszyny odwracal-



Rys. 1. ESP w układzie otwartym i zamkniętym oraz ilustracja wysokości zapory i spiętrzenia wody

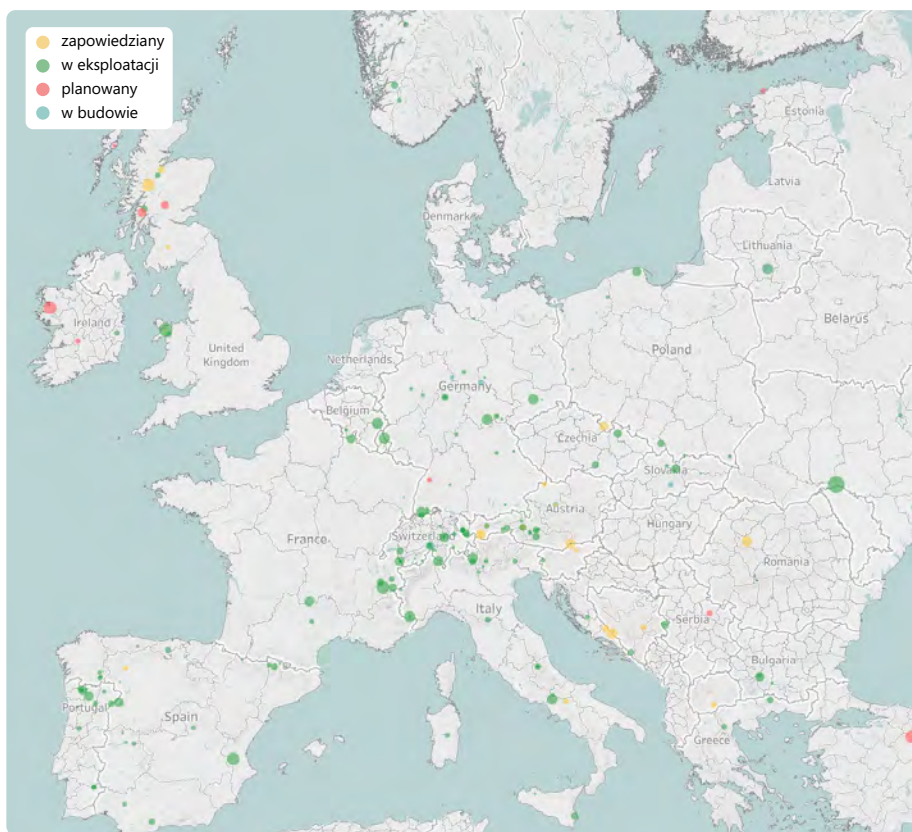
ne) z drugim zbiornikiem wodnym. W tej konfiguracji oprócz funkcjonalności elektrowni zbiornikowej możliwe jest także pobieranie nadwyżek energii z sieci elektroenergetycznej w okresach jej nadprodukcji. Jeden cykl pracy w ruchu turbinowym wraz z jednym cyklem w ruchu pompowym tworzy pełny cykl pracy ESP. W elektrowniach szczytowo-pompowych zazwyczaj wykorzystywane są dwa zbiorniki — górny i dolny — choć w bardziej złożonych i rozległych obiektach może być ich więcej. Zbiorniki te mogą mieć porównywalną pojemność, ale często jeden z nich (zwykle dolny) jest większy od drugiego.

Ponadto elektrownie szczytowo-pompowe można podzielić na:

- układ otwarty — gdy przynajmniej jeden ze zbiorników jest połączony z rzeką, innym naturalnym ciekim wodnym, jeziorem lub oceanem,
- układ zamknięty — gdy oba zbiorniki stanowią izolowane systemy (rys. 1).

Ponieważ ESP w układzie otwartym są połączone z naturalnymi ciekami wodnymi (np. rzekami), mogą powodować większe oddziaływania na środowisko niż układy zamknięte, takie jak zaburzenia naturalnej dynamiki osadów czy fragmentację rzek. Warto dodać, że zamknięte systemy ESP mogą być narażone na negatywne skutki suchych klimatów, np. ze względu na intensywne parowanie wody. Elektrownie zbiornikowe i ESP umożliwiają obecnie magazynowanie największych ilości energii. Wykorzystują w tym celu najstarszą technologię długoterminowego przechowywania energii. Na świecie elektrownie zbiornikowe mają pojemność magazynową wynoszącą około 1 500 TWh, a więc około 170 razy więcej niż globalna pojemność zbiorników ESP, 2 200 razy więcej niż pojemność baterii Li-Ion, zarówno w zastosowaniach stacjonarnych, jak i motoryzacyjnych. Z wyłączeniem elektrowni zbiornikowych, ponad 90% pozostałego magazynowania energii na świecie znajduje się w ESP.

W niniejszym artykule omówiono aktualny stan rozwoju ESP w Unii Europejskiej. Przedstawiono pojemność magazynowania energii oraz omówiono przyszłe zrównoważone możliwości dla nowych projektów, oparte na analizie istniejącej



Rys. 2. Rozmieszczenie ESP w Europie

literatury, odnosząc je do kontekstu UE. W celu uzyskania dalszych informacji należy zapoznać się z raportem Clean Energy Technology Observatory (CETO) 2024, który zawiera ogólny przegląd energetyki wodnej w UE (Quaranta i in. [6]), oraz z pracą Quaranta'y i in. (5) dla szczegółowej analizy elektrowni szczytowo-pompowych w UE.

### ESP w Unii Europejskiej

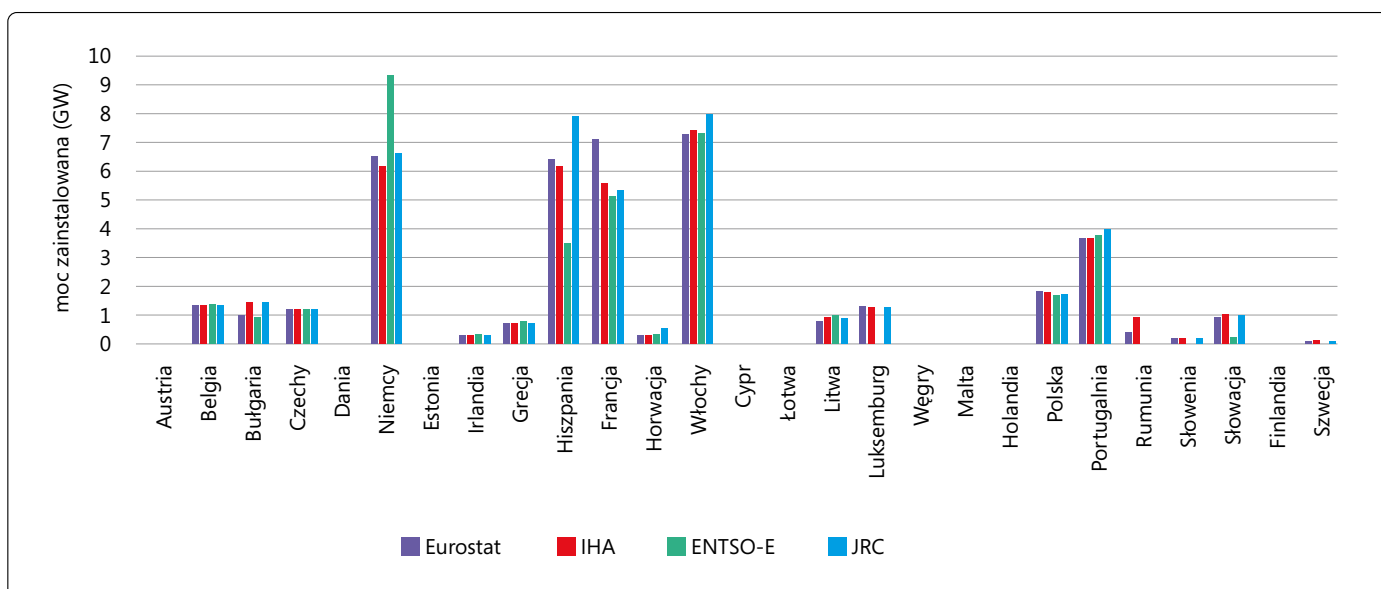
Na całym świecie istnieje około 270 ESP o łącznej mocy wynoszącej 179 GW w ruchu turbinowym. Elektrownie te odpowiadają za ponad 90% globalnej pojemności magazynów energii podłączonych do sieci. Zgodnie z danymi Międzynarodowego Stowarzyszenia Energetyki Wodnej (IHA), w Unii Europejskiej działa 156 ESP (rys. 2), o łącznej mocy hydrozespołów wynoszącej 45 GW w ruchu turbinowym (zainstalowana moc hydrozespołów w ruchu pompowym wynosi 39 GW), a 9 GW jest w budowie lub w fazie planowania. Zgodnie z danymi EUROSTAT zainstalowana moc ESP w Unii Europejskiej wynosi 46,8 GW w ruchu turbinowym, według bazy danych energetyki wodnej JRC (Joint Research Centre, Ispra, Włochy) jest to 46,3 GW, a według ENTSO-E 39,4 GW (rys. 3). Wartości podawane przez ENTSO są prawdopodobnie niedoszacowane, co może wynikać z różnych metod raporto-

wania i gromadzenia danych lub z faktu, że dotyczą one mocy w ruchu pompowym. Rys. 4 przedstawia zainstalowaną moc oraz produkcję energii elektrycznej w UE z elektrowni wodnych i ESP w ciągu ostatnich 10 lat według danych EUROSTAT (szczegóły w pracy Quaranta'y i in. [6]). Widać na nim stosunkowo stabilny trend mocy oraz zmienny trend produkcji energii, wynikający z rocznej zmienności hydrologicznej.

### Szacowanie magazynowania energii

Według Quaranta'y i in. [5], teoretyczna pojemność magazynowania energii w ESP. W Unii Europejskiej wynosi  $E_{s,th} = 6\,300$  GWh, obliczona na podstawie zastosowania wzoru [1] do ESP dostępnych w narzędziu służącym do lokalizowania ESP, stworzonym przez IHA, uzupełnionych o wysokość zapór i objętość zbiorników z bazy danych ICOLD2023.

Pojemność techniczna magazynowania zmniejsza się do  $E_{s,te} = 3\,200$  GWh po uwzględnieniu współczynników korekcyjnych  $C_v$  i  $C_d$  [2], związanych z objętością i wysokością zapory, a po uwzględnieniu współczynników  $C_\eta$  i  $C_h$  [2], dotyczących sprawności i zmienności spadku, pojemność techniczna magazynowania wynosi  $E_{s,te} = 2\,700$  GWh (wartość zaktualizowana względem oryginalnej publikacji, dzięki dokładniejszym analizom). Zgłaszana po-



Rys. 3. Porównanie zainstalowanej mocy w ruchu turbinowym (GW) w ESP

jemność magazynowania energii przez IHA wynosi 1 300 GWh.

Teoretyczna pojemność magazynowania energii w tym zbiorniku związana z jednym cyklem opróżniania (przy założeniu braku dodatkowego dopływu podczas opróżniania), została oszacowana za pomocą podejścia hydraulicznego, które jest szeroko stosowane w literaturze:

$$E_{s,th,I} = \rho \cdot g \cdot H \cdot V \quad [1]$$

gdzie:

$H$  = spad projektowy (m),

$V$  = projektowa objętość mniejszych zbiorników pomiędzy zbiornikiem górnym i zbiornikiem dolnym (m<sup>3</sup>),

$\rho = 1\,000 \text{ kg/m}^3$  dla wody,

$g = 9,81 \text{ m/s}^2$  – przyspieszenie ziemskie.

Objętość mniejszego zbiornika ogranicza pojemność, jeśli nie jest on połączony z innymi zbiornikami wodnymi, co należy uwzględnić w analizie, podczas gdy w większości przypadków z powodu dostępności danych uwzględniono prawdopodobnie większy zbiornik. Ponieważ w danych ICOLD często dostępna jest jedynie większa pojemność zbiornika, metoda ta może prowadzić do przeszacowania rzeczywistej pojemności. W związku z tym konieczne są dalsze badania celem uzupełnienia bazy danych.

Techniczna pojemność magazynu energii  $E_{s,te}$  została określona na podstawie teoretycznej pojemności magazynowania energii  $E_{s,th}$ , korygując ją współczynnikiem strat mniejszymi od jedności, takimi jak

sprawność i rzeczywiście wykorzystana objętość [2], w taki sposób, aby techniczna pojemność magazynowania energii była mniejsza niż teoretyczna.

$$E_{s,te,i} = E_{s,th,i} \cdot C_v \cdot C_d \cdot C_h \cdot C_\eta \quad [2]$$

gdzie:

$C_v$  = współczynnik operacyjnej (lub użytecznej) objętości,

$C_d$  = współczynnik wysokości zapory (lub maksymalnej głębokości wody w zbiorniku) oraz kształtu zbiornika,

$C_h$  = współczynnik zmienności wysokości spadu,

$C_\eta$  = współczynnik sprawności cyklu (dla ESP).

Pojemności magazynowania energii w ESP mogą być zawyżone (rzeczywista użyteczna pojemność może wynosić 500–800 GWh), ponieważ w obliczeniach prawdopodobnie uwzględniono większy zbiornik. W celu uzupełnienia brakujących danych dokonano pewnych ekstrapolacji. Aby w przybliżony sposób oszacować potencjał techniczny na podstawie potencjału teoretycznego, można zastosować następujące średnie wartości dla UE:

$C_v = 0,70$  (współczynnik użytecznej objętości),

$C_d = 0,84$  (współczynnik wysokości zapory i kształtu zbiornika),

$C_h = 0,96$  (współczynnik zmienności wysokości spadu),

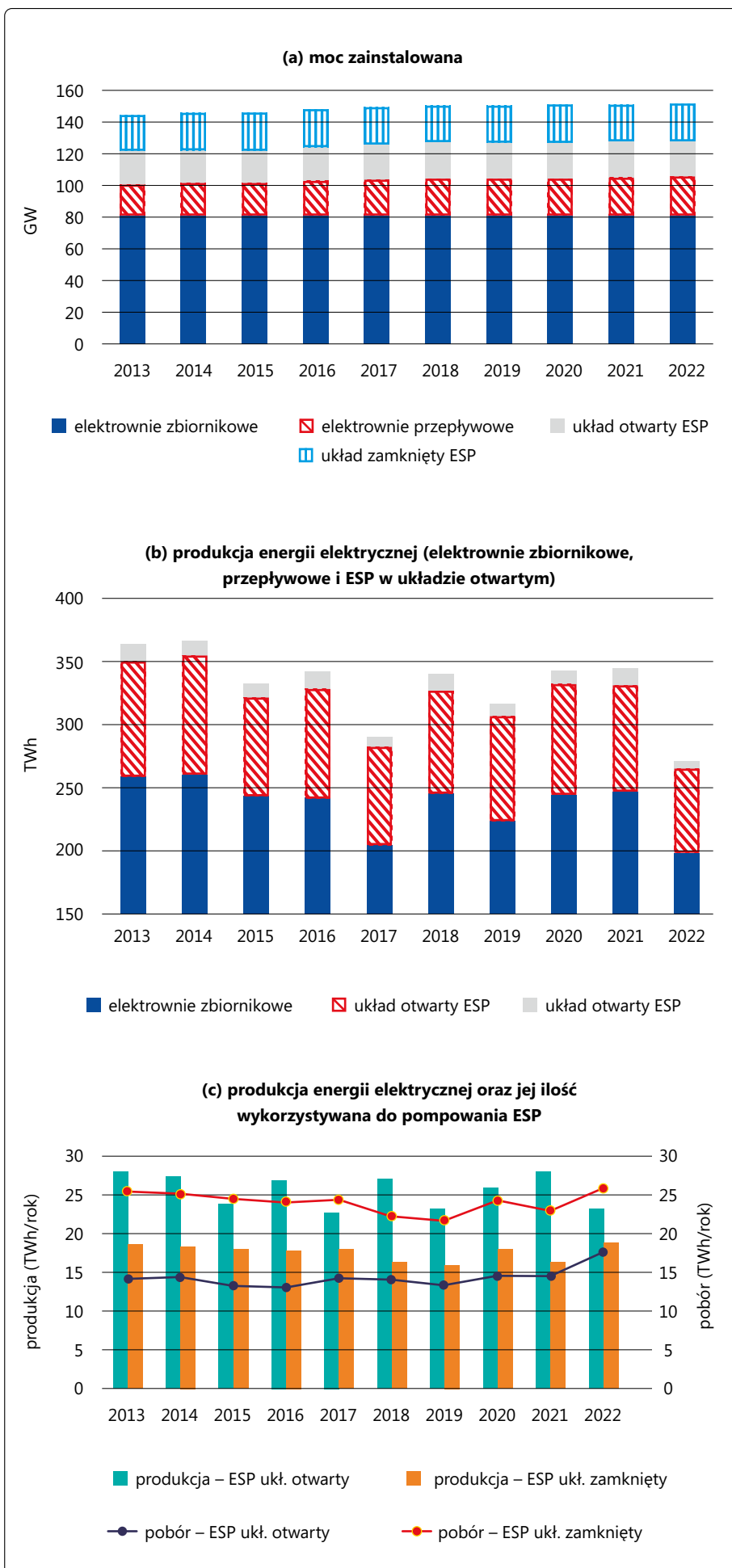
$C_\eta = 0,71$  (współczynnik sprawności cyklu, obejmujący również  $C_d$  i  $C_h$ ).

W obliczeniach należy uwzględnić objętość mniejszego zbiornika. Szczegóły można znaleźć w pracy Quaranta'y i in. [5].

### Potencjał na przyszłość: projekty typu greenfield

Stocks i in. [7] zidentyfikowali wiele dostępnych lokalizacji dla zamkniętych obiektów ESP na całym świecie. W przypadku Unii Europejskiej teoretyczny potencjał magazynowania energii, obliczony poprzez podzielenie wyników Stocks i in. [7] przez przyjętą sprawność  $C_\eta = 0,9$  oraz użyteczną objętość górnego zbiornika  $C_v = 0,85$ , wynosi 339 TWh (uwzględniając lokalizacje pokrywające się z już istniejącymi ESP).

Z tej wartości około 35 TWh może być dostępne po uwzględnieniu najbardziej opłacalnych lokalizacji, gdzie stosunek odległości poziomej między zbiornikami (L) do wysokości spadu (H) spełnia warunek  $L/H < 10$  (gdzie L i H są wyrażone w metrach). Hunt i in. [3] oszacowali globalny potencjał sezonowego (w układzie otwartym) magazynowania energii ESP. Strategia ta wymaga budowy nowych zapór i zbiorników na rzekach. Potencjał sezonowego magazynowania energii w otwartym obiegu ESP został określony na 50 TWh. Przekształcenie kaskadowych elektrowni wodnych w systemy ESP może przynieść dodatkowe korzyści. Hunt i in. obliczyli, że wspomniane 50 TWh mogłoby wzrosnąć do 173 TWh, jeśli uwzględnić efekt kaskadowy — czyli skoordynowaną pracę instalacji kaskadowych, w której dolne zbiorniki mogą magazynować i wykorzystywać wodę uwalnianą z górnych zbiorników. W peryglacjalnym środowisku alpejskim również liczba potencjalnych nowych miejsc pod budowę zapór, co jest efektem utra-



Rys. 4. Zainstalowana moc w ruchu turbinowym (a) i produkcja energii elektrycznej w UE (b i c), w tym produkcja energii elektrycznej z ESP

ty masy lodowców i ich cofania się, często odsłaniając bezlodowe depresje topograficzne, w których tworzą się naturalne jeziora peryglacjalne. Objętość takich jezior może zostać zwiększona przez budowę zapór. Farinotti i in. [1] przeprowadzili globalną ocenę. Dla UE potencjał wyrażony objętością magazynowanej wody oraz roczną produkcją energii elektrycznej (TWh/rok) (zamiast pojemności magazynu energii) poprzez budowę elektrowni zbiornikowych wynosi 11 290 GWh/rok i 5 445 km<sup>3</sup>. Potencjał ten zmniejsza się do 759 GWh/rok i 0,217 km<sup>3</sup>, gdy uwzględnia się tylko najbardziej odpowiednie i rentowne lokalizacje.

**Potencjał na przyszłość: integracja z istniejącą infrastrukturą**

ESP mogą zostać zmodernizowane poprzez wymianę starego wyposażenia technologicznego na nowoczesne. Quaranta i in. [4] oszacowali, że przy pewnych założeniach i działaniach technicznych zmodernizowane tradycyjne elektrownie wodne mogą zwiększyć produkcję energii elektrycznej o nawet 10% dzięki poprawie ogólnej sprawności, bez dodatkowego poboru wody (np. poprzez instalację turbin o wyższej elastyczności ruchowej i turbin nowych, ulepszonych układów hydraulicznych, rozwiązań cyfrowych). Nowe technologie, takie jak: technologia hydrozespołów zmiennoodrotowych, automatyzacja, integracja systemów magazynowania energii w bateriach (BESS) czy pracy w trybie zwarcia hydraulicznego, mogą być również stosowane w ESP w celu poprawy ich sprawności.

Ostatnie postępy w budowie turbin o zmiennej szybkości obrotowej, szczególnie wysokospadowych, pozwalają na zmianę prędkości obrotowej turbin o 10%, co pozwala utrzymać stałą efektywność przy zmiennym spadzie. Cyfryzacja może zwiększyć efektywność o 1% (wliczone we wspomniane +10%), a roczną produkcję energii i dochody ekonomiczne nawet o 10%, na przykład poprzez poprawę sprawności i redukcję przepływów przez przelewy. Co więcej, rozwiązania cyfrowe mogą również zostać wdrożone w celu poprawy charakteru oddziaływania środowiskowego elektrowni wodnych.

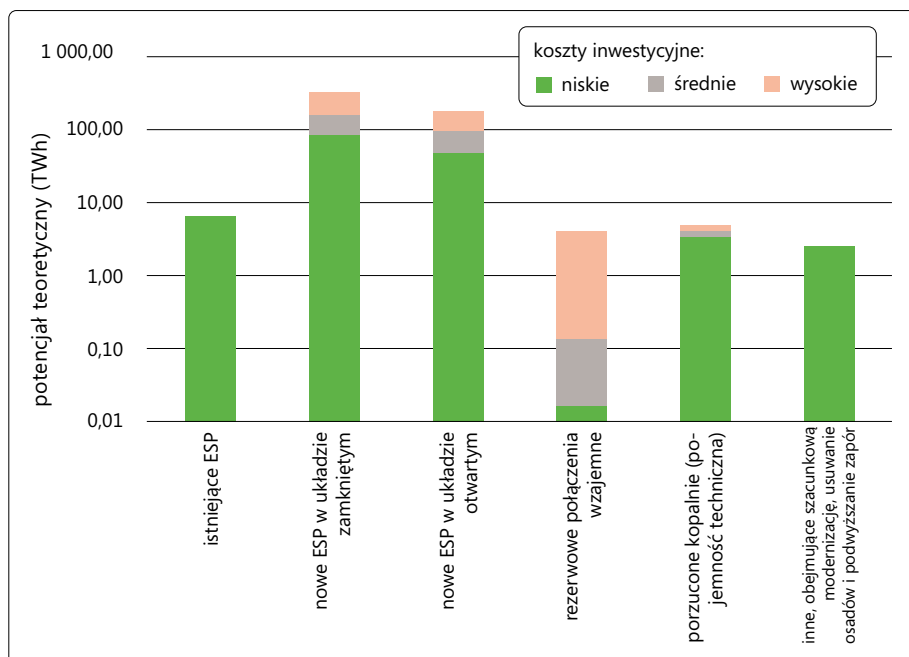
Systemy magazynowania energii w bateriach (BESS) mogą również pomóc

w łagodzeniu tzw. efektu hydropeaking<sup>1</sup> poniżej elektrowni wodnych, poprawiając ich wpływ na środowisko. Zamiast magazynować wodę wypływającą z turbin w zbiorniku wyrównawczym (znanym również jako zbiornik regulacyjny), energia elektryczna jest magazynowana i odzyskiwana z BESS, aby zaspokoić krótkoterminowe zapotrzebowanie, podczas gdy maszyny hydrauliczne dostosowują przepływ wody zgodnie z ograniczeniami środowiskowymi dotyczącymi wpływu. Dzięki temu rozwiązaniu możliwe jest bardziej elastyczne zarządzanie produkcją energii, minimalizując negatywny wpływ na ekosystemy wodne.

Gimeno-Gutiérrez i Lacal-Arántegui [2] zidentyfikowali w UE teoretyczny potencjał 0,9 TWh dla połączenia zbiorników w odległości do 5 km oraz na 4 TWh dla połączenia zbiorników w odległości do 20 km. Z kolei Weber i in. [8] ocenili potencjał techniczny w opuszczonych kopalniach: w UE szacuje się go na 4 TWh, co jest znacznie większą wartością niż obecnie raportowany potencjał. Wykorzystanie nieczynnych kopalni może również przynieść dodatkowe korzyści środowiskowe i społeczne, a także obniżyć koszty inwestycyjne (EUR/MWh) o 50% w porównaniu do budowy nowej ESP od podstaw.

Dodatkowe strategie zwiększenia pojemności magazynowania energii w istniejących ESP obejmują podwyższanie wysokości zapór. Dodatkowa techniczna pojemność magazynowania energii w Szwajcarii poprzez podwyższenie zapór w wybranych większych zbiornikach elektrowni wodnych mogłoby zwiększyć aktualne magazynowanie nawet o 20%–45%. Podobne wartości mogą częściowo odnosić się do niektórych krajów UE, takich jak: Austria, Włochy i Francja, które mają zbliżone warunki topograficzne i hydrologiczne.

Rys. 5 przedstawia podsumowanie szacunkowych wyników z literatury. Dla celów tego rysunku zidentyfikowano trzy klasy jakościowe. Różne strategie w tej samej klasie nie oznaczają jednak takich samych kosztów inwestycyjnych (np. średnia klasa strategii łączenia zbiorników może być bardziej opłacalna niż niskokosztowa klasa



Rys. 5. Podsumowanie wyników dla ESP (potencjał teoretyczny).

nowych ESP). Szczegóły można znaleźć w pracy Quaranta'y i in. [5].

### Dalsze rozważania i wnioski

Technologia ESP wciąż ma duży potencjał. Jednak większość nowych projektów może być dość kosztowna, ponieważ najbardziej odpowiednie lokalizacje zostały już zagospodarowane. Mimo opłacalności ESP w kontekście długoterminowego magazynowania energii istnieją wyzwania, które mogą utrudniać ich dalszy rozwój. Jedną z głównych barier ograniczających większe wykorzystanie ESP są niewystarczające mechanizmy cenowe, które utrudniają im udział w rynkach usług systemowych, a także wpływ dużych zbiorników wodnych na zagospodarowanie terenu. Kluczowe znaczenie ma wspieranie wielofunkcyjnego wykorzystania zbiorników wodnych jako narzędzia zintegrowanego zarządzania zasobami wodnymi zgodnie z podejściem Woda-Energia-Żywność-Ekosystem (WEFE Nexus), na przykład w zakresie zarządzania powodziowego i zaopatrzenia w wodę.

Chociaż zagregowane wyniki na poziomie UE są spójne, konieczne są dalsze badania. Należy pozyskać lub poprawić dane dotyczące poszczególnych ESP, obejmujące różnicę poziomów wody (spad), objętość i kształt zbiorników oraz wysokość zapór. Wymaga to większej współpracy z właścicielami danych, jak również lepszego zrozumienia ich wartości dla celów prowadzonej polityki i badań naukowych. Lepsze gromadzenie danych na poziomie krajowym jest również niezbędne w celu

harmonizacji informacji pochodzących z różnych źródeł.

### Emanuele Quaranta

Starszy pracownik naukowy  
Komisja Europejska

Wspólnotowe Centrum Badawcze (JRC)  
Ispra, Włochy

emanuele.quaranta@ec.europa.eu

### Literatura:

- Farinotti, D., Round, V., Huss, M., Compagno, L., & Zekollari, H. (2019). Large hydropower and water-storage potential in future glacier-free basins. *Nature*, 575(7782), 341–344.
- Gimeno-Gutiérrez, M., & Lacal-Arántegui, R. (2015). Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage based on two existing reservoirs. *Renewable Energy*, 75, 856–868.
- Hunt, J. D., Byers, E., Wada, Y., Parkinson, S., Gernaat, D. E., Langan, S., et al. (2020). Global resource potential of seasonal pumped storage hydropower for energy and water storage. *Nature Communications*, 11(1), 947.
- Quaranta, E., Aggidis, G., Boes, R. M., Comoglio, C., De Michele, C., Patro, E. R., et al. (2021). Assessing the energy potential of modernizing the European hydropower fleet. *Energy Conversion and Management*, 246, 114655.
- Quaranta, E., Boes, M. R., Hunt, J., Szabò, S., Tattini, J., & Pistocchi, A. (2024). Considerations on the existing capacity and future potential for energy storage in the European Union's hydropower reservoirs and pumped-storage hydropower. *Journal of Energy Storage*, 104(A), 114431.
- Quaranta, E., Georgakaki, A., Letout, S., Mountraki, A., Ince, E., & Gea Bermudez, J. (2024). *Clean Energy Technology Observatory: Hydropower and pumped storage hydropower in the European Union – 2024 status report on technology development, trends, value chains and markets* (JRC139225). Publications Office of the European Union.
- Stocks, M., Stocks, R., Lu, B., Cheng, C., & Blakers, A. (2021). Global atlas of closed-loop pumped hydro energy storage. *Joule*, 5(1), 270–284.
- Weber, T., Stocks, R., Blakers, A., Nadolny, A., & Cheng, C. (2024). A global atlas of pumped hydro systems that repurpose existing mining sites. *Renewable Energy*, 224, 120113.

<sup>1</sup> Gwałtowne i krótkoterminowe zmiany przepływu wody oraz poziomu wód w rzekach i zbiornikach, wynikające z dynamicznego dostosowywania produkcji energii elektrycznej do zapotrzebowania na rynku.

# Oddziaływanie MEW w aspekcie środowiskowym i społecznym

**Małe elektrownie wodne, podobnie jak wszystkie inne inwestycje, nie są wolne od oddziaływania na środowisko. Każde tego typu przedsięwzięcie, w mniejszy lub większy sposób zaburza naturalną równowagę środowiska przyrodniczego. Rzecz w tym, aby to zaburzenie zostało w maksymalny sposób ograniczone, tak by okoliczna przyroda odczuła je w jak najmniejszy sposób.**

Oddziaływania na środowisko małych elektrowni wodnych dzieli się na te zachodzące na etapie realizacji czy też ewentualnej ich likwidacji, oraz te, które występują na etapie eksploatacji. Druga grupa jest ważniejsza, gdyż oddziałuje w sposób ciągły i długofalowy, natomiast oddziaływania etapów realizacji czy też likwidacji ustają po zakończeniu robót.

## ODDZIAŁYWANIA ZWIĄZANE Z HAŁASEM I EMISJĄ ZANIECZYSZCZEŃ

Hałas związany z ruchem samochodowym wpływa negatywnie zarówno na zwierzęta występujące w pobliżu miejsca realizacji inwestycji, jak i na ludzi przebywających w sąsiedztwie. Aby ograniczyć te oddziaływania, należy zminimalizować liczbę pojazdów poruszających się po placu budowy i dojeżdżających do niego, a także eliminować pracę tych pojazdów na tzw. biegu jałowym w czasie postoju. Dobrą praktyką jest ograniczenie dnia pracy do 8 godzin w ciągu doby. Trzymanie się tych zasad spowoduje znaczne zmniejszenie uciążliwości prowadzonych prac dla środowiska i okolicznych mieszkańców.

## ROBOTY ZIEMNE I INNE ROBOTY BUDOWLANE

Roboty takie mogą powodować okresowe oddziaływanie na wody powierzchniowe poprzez powodowanie zwiększenia zmętnienia wskutek spływu zanieczyszczeń mineralnych. W czasie ich wykonywania fragment koryta rzeki może być przejściowo osuszony, jednakże drugą częścią koryta przepuszczana będzie woda. Jest to działanie bardzo ważne z punktu widzenia środowiskowego, gdyż gwarantuje stały przepływ rzeki w korycie poniżej miejsca inwestycji. Wykonywane roboty powodują też przekształcenia wierzchniej warstwy gleby, jednak po zakończeniu prac ewentualne wykopy zostają zasypane, a pozostałości po nich w odpowiedni sposób zrekultywowane. Podczas trwania prac ziemnych zniszczeniu mogą ulec fragmenty roślinności czy też siedlisk przyrodniczych. Związane jest to z ich możliwym niecelowym mechanicznym uszkodzeniem, spowodowanym przez działania inwestycyjne. W przypadku gatunków chronionych, dobrą

praktyką jest ostrożne przeniesienie napotkanych osobników na inne, odpowiadające im stanowiska. Należy dodać, że dla tego typu ingerencji wymagana jest zgoda odpowiednich organów zajmujących się ochroną środowiska. Kolejnym rodzajem oddziaływania związanym z wykonywanymi robotami budowlanymi jest pylenie z powierzchni nieutwardzonych. Może ono mieć negatywny wpływ na ludzi. Jest to jednak oddziaływanie lokalne i bardzo krótkotrwałe, które można zminimalizować podobnie jak hałas, poprzez ograniczenie ruchu maszyn i pojazdów kołowych, które poruszają się po placu budowy. Zdecydowanie bardziej problemowe są oddziaływania etapu eksploatacji. Dzieje się tak ze względu na długi okres, w którym będą one występowały. Należy tu jednak rozgraniczyć dwa możliwe scenariusze. Pierwszym jest realizacja małej elektrowni wodnej na już istniejącym progu, kiedy piętrzenie już występuje i nie będzie zmieniany jego poziom. W takim przypadku budowa małej elektrowni wodnej nie będzie oddziaływać na elementy hydromorfologiczne, biologiczne i fizykochemiczne rzeki. Oddziaływanie na florę, faunę i siedliska znajdujące się w okolicy inwestycji również nie zostanie zwiększone, lub zwiększy się w znikomym stopniu. Druga, obciążona większym ryzykiem oddziaływania ewentualność to realizacja małej elektrowni wodnej wraz z budową nowego piętrzenia lub zmianą wysokości istniejącego piętrzenia.

## ODDZIAŁYWANIE NA ELEMENTY HYDROMORFOLOGICZNE RZEKI

Małe elektrownie wodne mogą oddziaływać na elementy hydromorfologiczne rzeki. Związane jest to głównie z utratą ciągłości rzeki wskutek budowy nowego lub podniesienia poziomu już istniejącego piętrzenia. Powoduje to odcięcie fragmentu rzeki, jak chociażby tarliska dla ryb wędrownych. Najbardziej negatywne oddziaływanie występuje w przypadku anadromicznych i katadromicznych dwuśrodowiskowych ryb wędrownych, takich jak na przykład łosoś, troć wędrowna, certa czy też węgorz, dla których możliwość migracji jest szczególnie ważna. Dobrą praktyką w takim przypadku jest realizacja sprawnie działającej

przeplawki. W przypadku takiej budowlu należy pamiętać o zachowaniu parametrów odpowiadających poszczególnym gatunkom ryb występujących w rzece, na której planuje się budowę inwestycji. Parametry takie są przedstawione w różnych opracowaniach literaturowych na temat przeplawek. MEW zmieniają także dynamikę przepływu wody powyżej piętrzenia. Z reguły spowolnieniu ulega szybkość przepływu rzeki na odcinku cofki (fragmentu rzeki powyżej piętrzenia, na którym podniesiony został poziom wody), której długość zależy od wysokości piętrzenia. Charakter takiego odcinka rzeki staje się bardziej nizinny. Wskutek podniesienia piętrzenia zwiększeniu ulega również głębokość i szerokość takiego odcinka. Wskutek nanoszenia namulów fragment dna rzeki także ulega przekształceniu. Należy jednak pamiętać, że oddziaływania te dotyczą zazwyczaj niewielkiego fragmentu rzeki, i nie mają wielkiego znaczenia w skali całego cieku.

## ODDZIAŁYWANIE NA ELEMENTY BIOLOGICZNE RZEKI

Inwestycje polegające na budowie małych elektrowni wodnych mają niewątpliwie wpływ na organizmy żywe bytujące w rzece. Najbardziej widoczny jest wpływ na ichtiofaunę, opisany kilka wersów wyżej. Poza odcinaniem od tarlisk, podniesienie piętrzenia wskutek zmiany charakteru rzeki, budowa MEW powoduje zastępowanie gatunków reofilnych (prądolubnych) przez stagnofilne (preferujące wodę stojącą). Tyczy się to nie tylko ryb, ale także innych organizmów występujących na odcinku cofki. Do działań minimalizujących takie oddziaływanie należy zaliczyć wspomniane już wcześniej przeplawki. Oprócz nich korzystne jest stosowanie przyjaznych dla ryb turbin, takich jak m.in. śruby Archimedes. Są one wolnoobrotowe, co sprawia, że bardzo rzadko zdarzają się uszkodzenia ryb przepływających przez takie turbiny. Dodatkowo wpływ na to ma ich „ślismakowy” kształt. Umożliwiają one spływ ryb poprzez turbinę w dół rzeki. Dlatego też z punktu widzenia środowiskowego, tego typu instalacje są najmilej widziane w małych elektrowniach wodnych. Do innych działań zmniejszających oddziaływanie na elementy

biologiczne można zaliczyć stosowanie systemów ochrony ryb – odstraszających barier elektrycznych (np. przy obiektach, których nie można wyposażyć w przyjazne dla ryb śruby Archimedes), a także stworzenie różnych struktur, mających na celu imitację naturalnych elementów dna rzeki. Mogą to być różnego rodzaju bystrza kamienne, które zastępują piętrzenie, nie ograniczają poboru wody na cele energetyczne, a jednocześnie pozwalają na bezproblemową migrację ichtiofauny.

**ODDZIAŁYWANIE NA ELEMENTY FIZYKOCHEMICZNE RZEKI**

Wskutek zmiany charakteru przepływu, dochodzi również do zmian elementów fizykochemicznych. W obszarze cofki, wskutek spowolnienia przepływu wody, podniesieniu ulegnie temperatura wody. W cieplejszej wodzie jest w stanie rozpuścić się mniejsza ilość tlenu, dlatego też zawartość tego pierwiastka zmniejszy się. Cofka piętrzenia ulegać będzie szybszej eutrofizacji, a tym samym gromadzeniu większej ilości biogenów.

**HAŁAS ZWIĄZANY Z PRACĄ MAŁEJ ELEKTROWNI WODNEJ**

Praca małej elektrowni wodnej, jak większości urządzeń, generuje hałas. Normy dla zabudowy jednorodzinnej mieszkaniowej to 40 dB nocą, a dla zabudowy zagrodowej 45 dB. Hałas generowany przez taką inwestycję może przekraczać te wartości, jednak z reguły dzieje się tak w bardzo niewielkiej odległości. Okolice piętrzeń są też rzadko zamieszkałe, dlatego też ten aspekt oddziaływania elektrowni nie powoduje dużych problemów. W celu minimalizacji hałasu stosuje się rozmaite technologie i materiały wyciszające budynki MEW. Dodatkowo można nasadzać pasy roślinności

w postaci krzewów czy też niskich drzew, które stanowią pewną barierę dla hałasu.

**ODDZIAŁYWANIE NA SIEDLISKA PRZYRODNICZE**

Siedliska przyrodnicze powstają w określonych, charakterystycznych dla wymagań danego zbiorowiska, warunkach. Zmiana tych warunków, na przykład skutek zmiany poziomu wody czy też szybkości nurtu (w przypadku siedlisk wodnych), lub zmiany poziomu uwilgotnienia (w przypadku siedlisk lądowych), spowoduje przekształcenie się takiego siedliska w inne, bardziej preferujące nowo powstałe warunki.

**ODDZIAŁYWANIE NA FLORE I FAUNĘ OKOLIC TERENU INWESTYCJI**

W przypadku flory i fauny, podobnie jak to ma miejsce w przypadku siedlisk przyrodniczych, jedne gatunki mogą wycofać się na tereny z bardziej preferowanymi przez siebie warunkami, natomiast inne zastąpić ich miejsce. W celu minimalizacji oddziaływania, szczególnie cenne czy też chronione osobniki można przenieść na inne miejsca, które będą odpowiadały danym gatunkom swoim charakterem. Jak wyżej wspomniano, na takie przeniesienie trzeba uzyskać zezwolenie stosownych organów ochrony środowiska. Oddziaływanie małych elektrowni wodnych ma również duże znaczenie w aspekcie społecznym. Z całą pewnością eliminują one emisję dużej ilości zanieczyszczeń, takich jak CO<sub>2</sub>, CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, czy też pyłów, które wprowadzone byłyby do atmosfery, gdyby energia wytwarzana w MEW produkowana była w elektrowniach wytwarzających energię ze źródeł konwencjonalnych. Pozwala to na zachowanie lepszej jakości powietrza atmosferycznego. Dodatkowo MEW, jako odnawialne źródła

energii, pozwalają na wypełnienie zobowiązań Polski w zakresie produkcji energii odnawialnej względem Unii Europejskiej. Realizacja takiej inwestycji daje pracę wielu ludziom. Już od wczesnych faz projektowych, takich jak uzyskiwanie decyzji środowiskowej, pozwolenia wodnoprawnego czy też pozwolenia na budowę, przy realizacji których zatrudnienie znajdują pracownicy różnorodnych firm projektowych, przez realizację inwestycji w sensie fizycznym, aż po osoby zatrudnione do obsługi czy nadzoru już istniejącej elektrowni. Na obecności MEW zyskuje także gmina, dzięki wpływom z podatków. Małe elektrownie wodne przyczyniają się ponadto do dywersyfikacji produkcji energii. Pojedyncze MEW produkują stosunkowo niewielką jej ilość, jednak w większej ilości mogą niezależnie odbiorców od pojedynczych, dużych elektrowni np. w sytuacji awarii. Dodać należy, że część małych elektrowni wodnych realizowana jest na obiektach, które dawniej spełniały rolę młynów bądź innych podobnych instalacji. Po przekształceniu w MEW mogą one stanowić obiekty zabytkowe, dostępne do zwiedzania, pełniące funkcję historyo- i kulturoznawczą. Podsumowując, małe elektrownie wodne są przedsięwzięciami obciążonymi ryzykiem inwestycyjnym. Oddziaływanie na środowisko tego typu obiektów może być znaczne, jednak zastosowanie wszystkich możliwych działań zapobiegawczych i dobrych praktyk pozwala na ich realizację w zgodzie z przyrodą i społeczeństwem.



Kamil Mazur  
Dział realizacji inwestycji, Instytut OZE

**PROJEKTUJEMY „ZIELONE” ELEKTROWNIE**



**Oferta**

PROJEKTY BUDOWLANE I WYKONAWCZE
DECYZJE ŚRODOWISKOWE
DECYZJE WODNOPRAWNE
PRACE KONCEPCYJNE I STUDIALNE
ANALIZY GIS
OBŚLUGA PRAWNA
DOSTAWA TECHNOLOGII

**Technologia**

<p><b>PROJEKTY BUDOWLANE</b></p>	<p><b>ANALIZY ŚRODOWISKOWE</b></p>	<p><b>ARCHIMEDES</b></p>	
WYSOKA JAKOŚĆ	NIEZAWODNOŚĆ	INNOWACYJNOŚĆ	PROFESJONALIZM

Instytut OZE Sp. z o.o.  
ul. Staszica 1/115, 25-008 Kielce  
NIP: 959-155-63-42

tel. 41 301 00 23, 41 301 00 27  
fax 41 341 61 03  
biuro@instytutoze.pl

Poznaj nasze realizacje:  
zeskanuj kod QR  
[www.instytutoze.pl](http://www.instytutoze.pl)



# Przeplątki naturalne – wspólna korzyść

**W dzisiejszych czasach przepławkki są powszechnym rozwiązaniem umożliwiającym zachowanie ciągłości podłużnej cieku. Jednakże to co dobre dla ryb, zazwyczaj jest utrapieniem dla inwestora planującego budowę elektrowni wodnej. Bowiem z ekonomicznego punktu widzenia przepławkka jest tylko kosztem, który nie tylko nigdy się nie zwróci, ale będzie generował dodatkowe koszty. Dlatego też na etapie koncepcji inwestycji warto rozważyć możliwość budowy przepławkki w odmianie naturalnej, która w praktyce sprawdza się lepiej niż przepławkka techniczna, jak również jest od niej tańsza w budowie.**

Czym są przepławkki naturalne? Celem ujednoczenia i ułatwienia na potrzeby niniejszego artykułu, za przepławkki naturalne uznano przepławkki określone w literaturze jako przepławkki ekologiczne, bliskie naturze, półnaturalne – bystrotoki, rampy, pochylnie, obejścia, przelewy szorstkie, bajpasy. Generalnie przepławkki naturalne to przepławkki posiadające charakter naturalnego koryta rzeki lub strumienia.

## PRZYKŁAD Z FINLANDII

Impulsem do napisania tego artykułu były wrażenia ze zorganizowanego w 2015 roku przez WWF Polska wyjazdu studyjnego do Finlandii. Celem wyjazdu była wymiana wiedzy w zakresie zachowania drożności rzek, a przede wszystkim poznanie efektów kilkudziesięciu lat doświadczeń Finów w zakresie przywracania ciągłości biologicznej rzek poprzez budowę, między innymi przepławk dla organizmów wodnych, w szczególności ryb łososiowatych. Bardzo interesujące i odmienne w odniesieniu do sytuacji z Polski było to, iż większość przepławk stanowiły urządzenia wykonane w formie obejść lub bystrotoków o charakterze naturalnych koryt rzecznych. Przepławkki te były zlokalizowane przy małych elektrowniach, natomiast tzw. przepławkki techniczne funkcjonowały przy dużych elektrowniach wodnych. Wszystkie przepławkki typu naturalnego spełniały swoje podstawowe zadanie, czyli umożliwiały rybom ominięcie przeszkody, jaką był stopień z elektrownią – o czym naocznie przekonali się uczestnicy wyjazdu.

## A W POLSCE?

O tym, że trzeba budować przepławkki dla organizmów wodnych w trakcie realizacji przedsięwzięć hydroenergetycznych (czy to realizacji nowych inwestycji, czy przebudowy elektrowni już istniejących) wiedzą chyba wszyscy, a w szczególności inwestorzy, którzy bardzo często do dokumentacji

Fot. Przepławkka naturalna w krajobrazie rolniczym



Fot. „Meandrująca” rampa betonowo – kamienna w formie naturalnego koryta zlokalizowana na niewielkiej powierzchni



przedkładanej wraz z raportem oddziaływania na środowisko dołączają opinie ichtologów – specjalistów w zakresie projektowania przepławk dla ryb. Wymóg umożliwienia migracji ryb przez budowle piętrzące wynika z zapisów art. 63 ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne oraz innych dokumentów tworzonych na podstawie przepisów implementowanych z Ramowej Dyrektywy Wodnej, w tym np. w Warunkach korzystania z wód regionu lub w Warunkach korzystania z wód zlewni tworzonych w myśl art. 115 i 116 ww. ustawy Prawo wodne. Zapisy dotyczące umożliwienia migracji ryb znajdują się również w programach udroźnienia rzek dla ryb dwuśrodowiskowych uchwalanych

przez zarządy poszczególnych województw. Specjalistów w zakresie projektowania przepławk jest sporo, wiedza na temat, jaką wybrać przepławkę i jakie przyjąć jej parametry, aby dobrze funkcjonowała jest obszerna. Dlaczego więc 90 procent (a może więcej) wybudowanych w naszym kraju przepławk nie funkcjonuje w ogóle, funkcjonuje źle lub słabo? Pewnie odpowiedzi na to pytanie należy szukać, rozpatrując indywidualnie każdy pojedynczy przypadek, lecz czy może podczas projektowania nie ufamy matematyce zbyt mocno? Czy wszystkich wzorów, tez i obliczeń nie weryfikuje przypadkiem natura, woda i w końcu ryby, które jak na złość nie chcą wpływać do konstrukcji wybudowanych za setki tysięcy

Fot. Wejście do przepławki naturalnej z dobrze widocznym prądem wabiącym



cy złotych? Zastanawia też fakt, dlaczego, dysponując wiedzą o złym funkcjonowaniu przepławek technicznych, w dalszym ciągu przedkładamy ich budowę nad budowę przepławek naturalnych? Czy jest to wyjątek od reguły przysłowia „Mądry Polak po szkodzi”? A może dobrym rozwiązaniem – i to pytanie należy skierować do projektujących – byłoby, aby każda przepławka techniczna przed jej ostatecznym zaprojektowaniem poddana została testom na wykonanym modelu? Pozwoliłoby to na wyeliminowanie potencjalnych błędów konstrukcyjnych już na etapie projektowania, a nie dopiero na etapie funkcjonowania przepławki.

### PRZEPLAWKI NATURALNE – WADY I ZALETY

Spróbujmy zatem znaleźć przyczynę, dlaczego w Polsce powstaje tak mało przepławek naturalnych. Znajdźmy wady i korzyści ich budowy. Do słabych punktów tego typu przepławek można zaliczyć:

- mniejszą odporność na działalność erozyjną rzeki, przez co podczas budowy przepławki naturalnej nie zawsze da się całkowicie zrezygnować z betonowania. Kamienie i głązy luźno ułożone na gruncie mogą być zmyte i dla zachowania stabilności trzeba je zespoić z podłożem,
- koszty związane z zakupem, ociosaniem i transportem materiału skalnego do zbudowania przepławki naturalnej,
- brak stałych parametrów przepławek naturalnych wymaga przeszacowania przepływu biologicznego, co skutkuje zwiększeniem przepływu jałowego w stosunku do produkcyjnego w elektrowni wodnej,
- trudniejsze zabezpieczenie przepławki naturalnej przed ingerencją zewnętrzną w porównaniu do przepławek technicznych, np. poprzez montaż krat.

Trudno jest wskazać więcej realnych lub potencjalnych wad tego typu rozwiązań, zatem czas przejść do korzyści płynących z zastosowania przepławek naturalnych. Najważniejsze to korzyści środowiskowe:

- zdecydowanie wyższa skuteczność od przepławek technicznych. Naturalny charakter dna i brzegów koryta wykonanych z odpowiednio dobranego i wkomponowanego materiału pochodzenia naturalnego (głązy, kamienie, żwir, piach) przy nieodzownym udziale wody i sukcesji roślinności, szybko stwórzają urozmaicone miejsca odpoczynku (głęboczki, zatoczki, laguny, ciągi wartkiego nurtu), dogodne warunki dla migracji wszystkich organizmów związanych z danym ciekim.

- zachowanie ciągłości morfologii koryta rzeki. Przepławka naturalna nie stanowi dysonansu i pomimo że jest wytworem sztucznym, stanowi łącznik o naturalnym charakterze koryta cieku, przy którym została wybudowana,
- zachowanie ciągłości biologicznej ekosystemu koryta rzeki. Ze względu na swój naturalny charakter przepławka jest ekosystemem zbliżonym, a po kilku latach funkcjonowania ekosystemem identycznym z korytem cieku, przy którym została wybudowana,
- brak lub minimalny wpływ na krajobraz, a często przepławka w formie koryta cieku może być elementem wzbogacającym i urozmaicającym krajobraz,
- przepławka w formie naturalnego koryta nie musi zajmować większego areału od przepławki technicznej. Doświadczenia fińskie pokazują, iż przepławki w formie naturalnego koryta nie muszą mieć bowiem dłuższej, prostej linii, lecz mogą mieć kształt mniej lub bardziej „meandrującego zawijasa”.

Najważniejsza dla inwestora jest jednak grupa korzyści formalnych i ekonomicznych:

- niższy koszt wykonania przepławki ze względu na brak robót betonowych lub niewielki ich udział w całości robót,
- w pewnych przypadkach możliwość skrócenia procedur administracyjnych m.in. na etapie uzyskiwania decyzji środowiskowych.

Pomimo pewnych wad za przepławkami naturalnymi przemawia wiele argumentów, począwszy od środowiskowych poprzez administracyjne, kończąc na tych najważniejszych dla inwestorów – ekonomicznych. Czy zatem korzystając z bogatych, wspomnianych fińskich doświadczeń, nie czas już na zmianę podejścia w Polsce do planowania, projektowania i budowy przepławek dla ryb? Czy nie czas na wybór prawidłowo funkcjonującej przepławki naturalnej jako głównego sposobu realizacji działań, mających na celu zachowanie lub przywrócenie ciągłości ekologicznej naszych rzek dla wspólnych ludzkich i środowiskowych korzyści?

Kamil Martyniak  
Niezależny ekspert

Zdjęcia wykorzystane w artykule stanowią własność autora.

**PASYWNY-BUDYNEK**  **PL**  
branżowy portal internetowy

**PORADY FACHOWCÓW  
AKTUALNOŚCI Z BRANŻY  
INFORMACJE O PRODUKTACH  
PROMOCJE**

**(42) 653-57-03**

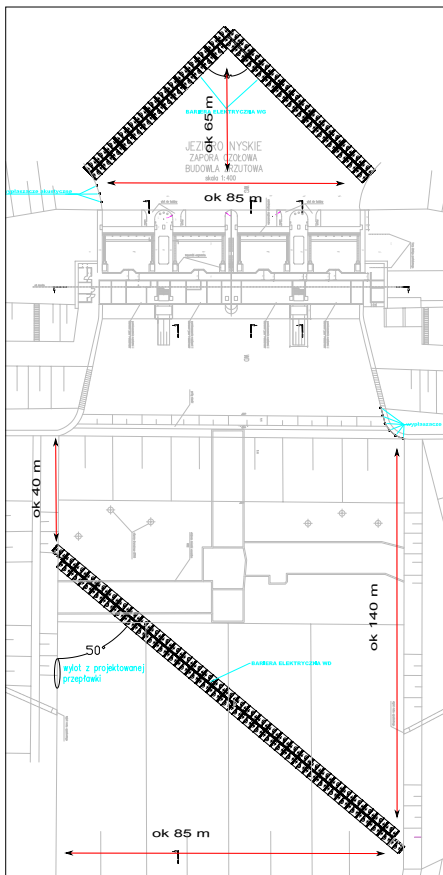
 [www.facebook.com/PasywnyBudynekpl](http://www.facebook.com/PasywnyBudynekpl)

# Barierzy elektryczne – ochrona ryb szyta na miarę

**W 2015r. RZGW we Wrocławiu ogłosił przetarg na budowę przepławki dla ryb na wylocie zbiornika wodnego Nysa do rzeki. W ramach tej inwestycji przewidziano zastosowanie rozwiązań dedykowanych do ochrony ryb oraz ułatwiających migrację ryb jedno-, a także dwuśrodowiskowych. Wybór padł na bariery elektryczne.**

Zadaniem pierwszej bariery zainstalowanej na wodzie górnej (WG) było uniemożliwienie przedostawania się ryb do turbin elektrowni wodnej będącej częścią budowli zrzutowej, natomiast zadaniem drugiej, zainstalowanej na wodzie dolnej (WD), było blokowanie ryb migrujących pod prąd, w kierunku zapory z jednoczesnym ich ukierunkowanie do wejścia do przepławki. Wymogiem i jednocześnie celem określonym przez Inwestora była średnia skuteczność zablokowania 70 proc. ryb w odniesieniu do wszystkich gatunków oraz uniemożliwienie im przedostania się w obszar pomiędzy barierą, a budowlą zrzutową. Jednocześnie zastosowane rozwiązanie miało umożliwiać rybom, które ewentualnie pokonają barierę ochronną wydostanie się z przestrzeni pomiędzy barierą a budowlą zrzutową. Inwestor założył, że okresowo będą wyłączane ba-

Rys. 2 Koncepcja zastosowania bariery elektrycznej na stanowisku wody górnej oraz wody dolnej budowli piętrzącej w Nysie.



Źródło: projekt wykonawczy MELBUD-SWECO

Fot. 1 Widok budowli piętrzącej Zbiornika Nyskiego



Źródło: PROCOM SYSTEM S.A.

riery elektryczne blokujące ryby oraz załączane odstraszacze akustyczne, których zadaniem miało być wypłoszenie ewentualnych ryb z obszaru pomiędzy barierą a zaporą. Wskaźnik takiego jednorazowego wypłoszenia miał wynosić co najmniej 35 proc. skutecznie wypłoszonych ryb. Poniższy rysunek ukazuje wstępną koncepcję rozmieszczenia barier elektrycznych względem budowli piętrzącej.

## ZASTOSOWANE ROZWIĄZANIA

Po dokładnej analizie warunków środowiskowych charakterystycznych dla tego obiektu oraz uwzględnieniu wszystkich wymagań postawionych przez Inwestora zaprojektowano, a po akceptacji zaimplementowano następujące rozwiązanie bazujące na barierach elektrycznych:

### Woda górna

Bariera elektryczna, dwurzędowa w formie dwóch ramion trójkąta o długościach ok. 60 m. Układ ten ułatwia rybom spływającym z prądem wody, w kierunku zapory, zmianę kierunku przemieszczania się o kąt 50°–90° w porównaniu do bariery całkowicie równoległej do budowli zrzutowej. Odległość pomiędzy rzędem elektrod dodatnich i ujemnych dobrano tak aby uzyskać wystarczającą przestrzeń umożliwiającą swobodne wycofanie się ryb z obszaru międzyelektrodowego. Długość elektrod w miejscu instalacji bariery wyniosła od 6 m do 9 m. Elektrody zamocowano wahliwie do łańcuchów stalowych poprowadzonych po dnie zbiornika. Wahliwy montaż elektrod zabezpiecza je przed mechanicznym uszkodzeniem wywołanym przez duże zanieczyszczenia stałe spływające z prądem wody oraz ogranicza osadzanie się drobnych zanieczyszczeń stałych takich

jak np. trawy, liście itd. Dla utrzymywania elektrod w pozycji wertykalnej, każda z elektrod wyposażona została w pływak. W celu umożliwienia wydostania się ryb z przestrzeni pomiędzy barierą elektryczną a budowlą zrzutową, które w zakładanej ilości 30 proc. pokonają barierę, zastosowano system wypłaszania akustycznego składający się z trzech generatorów fali akustycznej. System wypłaszania uruchamiany jest cyklicznie wg zadanego harmonogramu bądź ręcznie na żądanie operatora. Ponieważ bariera i system wypłaszania na WG są wzajemnie sprzężone, w momencie uruchomienia systemu wypłaszania następuje przejście bariery w stan czuwania. Bariera elektryczna jest ponownie aktywowana po zakończeniu procesu wypłaszania.

### Woda dolna

Barierę elektryczną o długości 110 m zainstalowano pod kątem 40°–45° względem osi kanału odpływowego. Ze względu na zróżnicowane i kamieniste dno długość elektrod wyniosła od 1,5 m do 3,5 m. Tak jak na w przypadku WG elektrody zostały zamocowane wahliwie do łańcuchów stalowych poprowadzonych po dnie kanału. Każda z elektrod wyposażona została w pływak utrzymujący je w pozycji wertykalnej. Jednym z wymogów Inwestora było zastosowanie systemu wypłaszania o skuteczności min. 35 proc. jednokrotnego wypłoszenia ryb. Jak można dostrzec na Rys. 2 odległość pomiędzy miejscem instalacji bariery, a zaporą wynosi od 40 do 140 m. Zastosowanie jedynie systemu akustycznego w takich uwarunkowaniach, nie zapewniłoby wymaganej skuteczności 35 proc., gdyż w testach wykazano, że systemy odstraszenia akustycznego osiągają wspomnianą skuteczność, ale tylko w odległości od kilku

do kilkunastu metrów od źródła dźwięku. W związku z czym w celu osiągnięcia wymaganej skuteczności wypłazania ryb z tak dużego obszaru oprócz systemu wypłazania akustycznego, zlokalizowanego w obszarze niecki wypadowej, zastosowano innowacyjną, wielosekcyjny system wypłazania elektrycznego. System akustyczny składający się z trzech wzajemnie sprzężonych generatorów fali akustycznej rozlokowanych symetrycznie w kanale odpływowym budowli zrzutowej. Natomiast sekcyjny system wypłazania elektrycznego składa się z 8 niezależnych sekcji elektrod dodatnich i ujemnych zainstalowanych prostopadle do osi kanału odpływowego (Rys. 3).

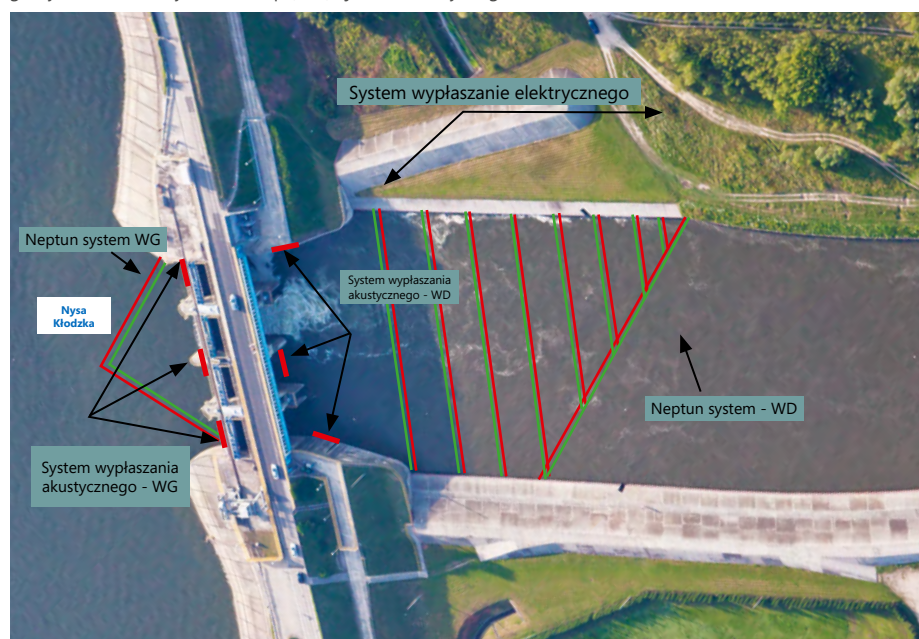
### METODA I SPOSÓB WERYFIKACJI

Podsumowaniem wszystkich prac związanych z instalacją poszczególnych systemów było wykazanie osiągnięcia wymogu skuteczności. Jedynym rozsądnym i możliwym do wykonania w ramach dostępnego budżetu sposobem sprawdzenia skuteczności działania systemów było zastosowanie metody akustycznej. Metodyka przeprowadzenia oceny skuteczności działania systemów została opracowana przez Morski Instytut Rybacki z Gdyni, czyli instytucję posiadającą odpowiednią wiedzę i doświadczenie w tym zakresie. Badania porealizacyjne zostały również przeprowadzone przez ten sam Instytut. Ocena skuteczności bariery elektrycznej oraz systemu wypłazania w obszarach przylegających do zapory na rzece Nysa Kłodzka oparte zostało o obserwację liczebności i zachowania ryb z wykorzystaniem sonaru wielowiązkowego ARIS 1800. Sonar wyposażony był w zmotoryzowany system obrotowy Rotator, umożliwiający sterowanie położeniem sonaru (wiązki akustycznej) zarówno w płaszczyźnie poziomej jak i pionowej. Badania objęto kilkudziesięciometrowej szerokości pas powyżej zapory elektrowni na Zbiorniku Nyskim oraz ok. 150 m odcinek rzeki Nysy Kłodzkiej poniżej zrzutu wody z jazu.

### Pomiary skuteczności bariery elektrycznej na stanowisku WD

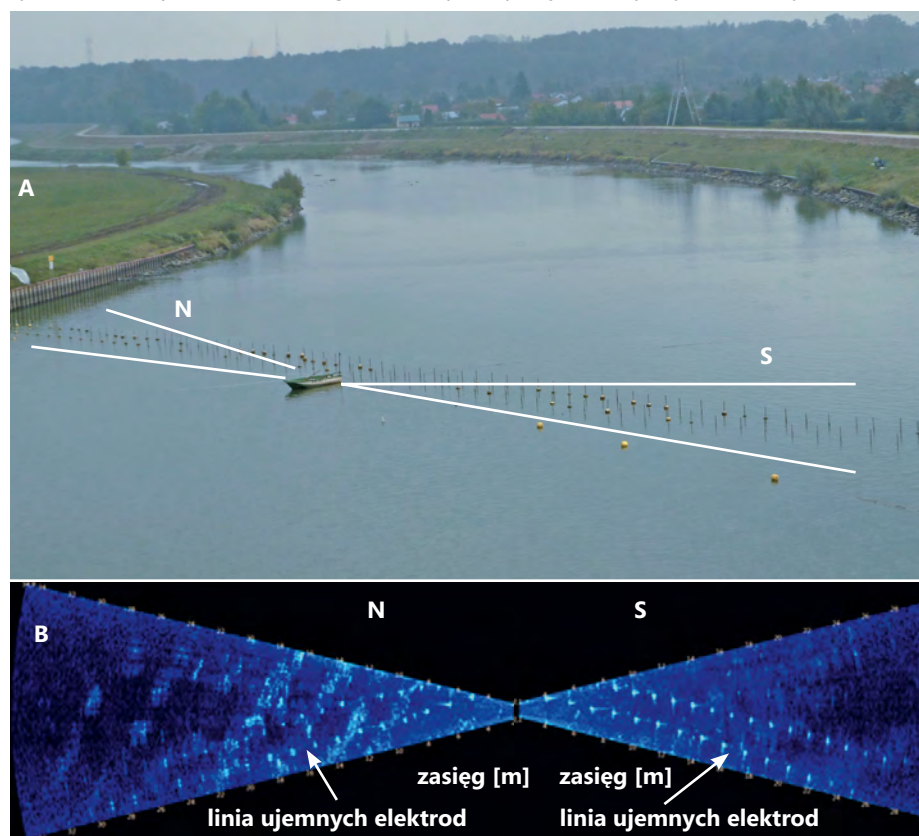
Pomiary skuteczności bariery elektrycznej NEPTUN na rzece (poniżej zapory) przeprowadzono w dniach 4–10 października 2016 r. Ze względu na zróżnicowaną głębokość rzeki na odcinku lokalizacji bariery, od ok. 2 m przy północnym odcinku do ok. 4 m przy nabrzeżu południowym, sonar zamocowano na łodzi zacumowanej w środkowym odcinku bariery, w odległości ok. 1 m od linii elektrod ujemnych powyżej bariery. Pomiary odbywały się w pół-

Rys. 3. Rozmieszczenie barier elektrycznych oraz akustycznego i elektrycznego systemu wypłazania na stanowisku górnym a także dolnym budowli piętrzącej Zbiornika Nyskiego.



Źródło: opracowanie własne

Rys. 4 A. – lokalizacja łodzi z sonarem względem bariery elektrycznej. B – rzeczywisty widok z odczytu sonaru.



Źródło: Morski Instytut Rybacki w Gdyni

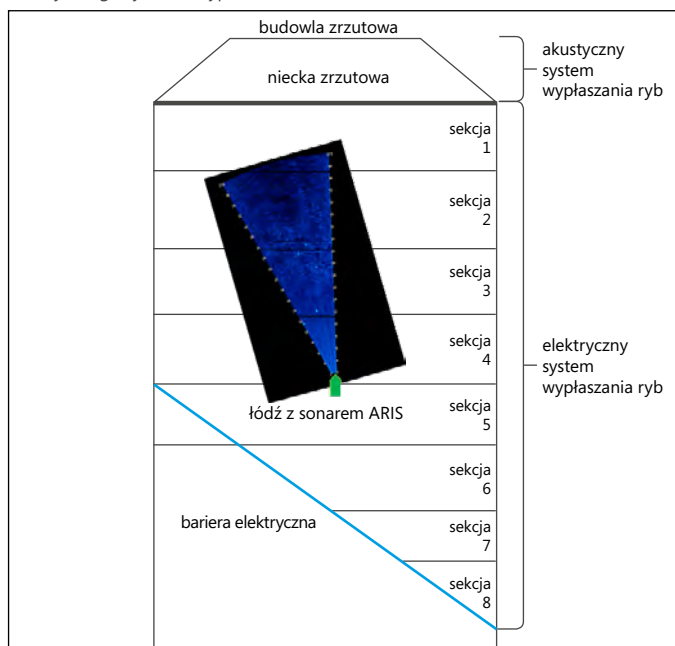
godzinnych cyklach, z wiązką akustyczną skierowaną naprzemiennie w kierunku północnego i południowego nabrzeża.

### Pomiary skuteczności elektrycznego systemu wypłazania ryb na stanowisku WD

Pomiary skuteczności elektrycznego systemu wypłazania ryb na rzece poniżej zapory przeprowadzono w dniach 11–13 października 2016 r. w trakcie trzech sesji

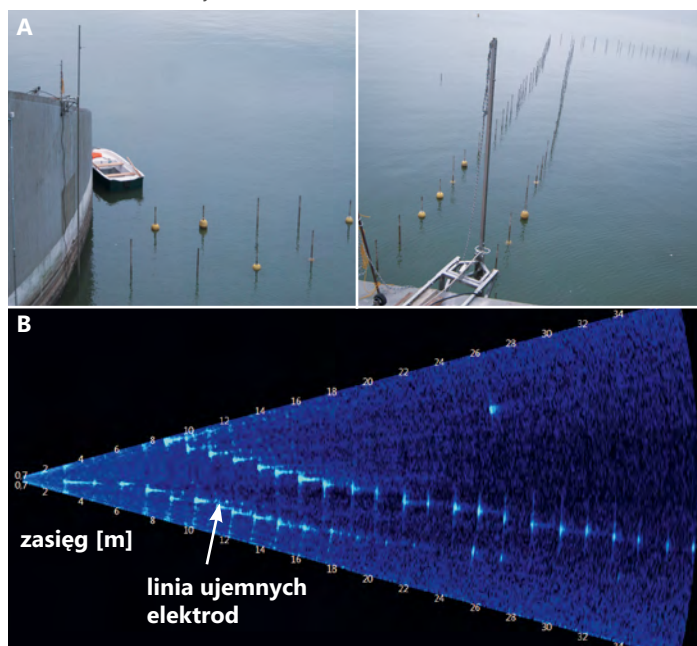
pomiarowych. Sonar zamocowano na łodzi zakotwiczonej w środkowym odcinku rzeki w odległości ok. 90 m od budowli zrzutowej, z wiązką skierowaną w jej stronę. Takie umiejscowienie sonaru powodowało, że znajdował się on w 4 sekcji działania systemu wypłazania (ok. 1 metra od linii ujemnych elektrod stanowiących początek 5 sekcji) i swoim zasięgiem obejmował sekcję nr 4, 3 i 2. Poglądowy schemat umiejscowienia sonaru ARIS oraz układ wiązki

Rys. 5. Lokalizacja łodzi z sonarem akustycznym względem akustycznego oraz elektrycznego systemu wypłaszania na WD.



Źródło: Morski Instytut Rybacki w Gdyni

Rys. 6 A - lokalizacja łodzi z sonarem względem bariery elektrycznej zainstalowanej na WG. B - widok z odczytu sonaru.



Źródło: Morski Instytut Rybacki w Gdyni

akustycznej względem stref działania systemu wypłaszania przedstawiono poniżej. Harmonogram pracy systemu wypłaszania ryb w kolejnych dniach pomiarów przedstawiono w tabeli poniżej. Pomiar sonarem ARIS rozpoczęto 11 października 2016 o godzinie 9:30 i prowadzono w sposób ciągły do godziny 16:00 dnia 13 października 2016, niemniej w analizie skuteczności systemu wypłaszania ryb wykorzystano dane zarejestrowane w ciągu 1 godz. obserwacji przed włączeniem systemu wypłaszania (pomiar odniesienia), w trakcie pełnego cyklu działania systemu wypłaszania, oraz 1 godz. obserwacji po wyłączeniu systemu (pomiar końcowy) – łącznie pięć godzin rejestracji w trakcie trzech kolejnych dni pomiarów.

Tab. 1 Harmonogram pracy systemu wypłaszania ryb

dzień	początek	koniec
11.10.2016	11.42	14.39
12.10.2016	11.41	14.37
13.10.2016	11.56	14.53

Źródło: Morski Instytut Rybacki w Gdyni

### Pomiary skuteczności bariery elektrycznej na stanowisku WG

Pomiary skuteczności bariery elektrycznej na Zbiorniku Nyskim (powyżej zapory) przeprowadzono w dniach 14 – 20 października 2016 r. Sonar na górnej wodzie został zainstalowany na bocznej, betonowej ścianie jazu za pomocą specjalnie przygotowanej metalowej konstrukcji, w odległości ok. 1 m od linii ujemnych elektrod poniżej bariery. Skuteczna migra-

cja ryb w kierunku jazu możliwa była do zaobserwowania od czwartego metra zasięgu sonaru. Pomiar rozpoczęto 14 października 2016 o godz. 13:00 prowadzone były w sposób ciągły przy naprzemiennie wyłączonej i włączonej barierze (w cyklu 24-godzinny) – łącznie 3 doby obserwacji przy wyłączonej i 3 doby obserwacji przy włączonej barierze.

### Analiza danych

Dane akustyczne były analizowane przy wykorzystaniu programu Sonar 5-Pro (Lindem Data Acquisition, Oslo, Norway, ver. 6.0.3). Zarejestrowany sygnał był w pierwszej kolejności filtrowany celem usunięcia szumów tła ('background filter') oraz wzmocnienia sygnału od poruszających się obiektów – ryb ('foreground filter').

### Weryfikacja skuteczności bariery

Metoda jaką, przyjęto w celu określenia skuteczności bariery, polegała na obliczeniu procentowego udziału średniej liczby ryb, które przekroczyły linię ujemnych elektrod w kierunku do budowli zrzutowej w czasie gdy bariera była włączona do średniej liczby ryb, które przekroczyły tę linię w kierunku do zapory, gdy bariera była wyłączona. Z tego powodu przy pomiarach skuteczności obu barier analizowano liczebności tylko tych ryb, które przekroczyły linię ujemnych elektrod w kierunku do budowli zrzutowej, zarówno przy wyłączonej jak i włączonej barierze, natomiast w analizie nie uwzględniono tych ryb, które wpłynęły w obszar bariery od strony budow-

li zrzutowej i będąc jeszcze w polu wiązki akustycznej zawróciły pokonując linię ujemnych elektrod w kierunku do budowli. Zebrane dane przeanalizowano za pomocą testów statystycznych weryfikując hipotezę o wystąpieniu statystycznie istotnych różnicach pomiędzy liczebnościami ryb pomiędzy kolejnymi parami pomiarów/obserwacji przy wyłączonej i włączonej barierze.

### Weryfikacja skuteczności systemu wypłaszania ryb

Skuteczność systemu wypłaszania ryb określono na podstawie zmian liczebności ryb obserwowanych w fragmencie sekcji nr 3 widocznym w obrazie rejestrowanym przez sonar. Obszar ten dawał optymalne możliwości śledzenia liczebności ryb, ze względu na objęcie obserwacją pełnej szerokości sekcji. Sekcja druga została odrzucona z analizy, ponieważ z powodu wysokich wartości zrzutu wody jaki nastąpiły w dniu 12 i 13 października (25m<sup>3</sup>/s) rejestrowany sygnał był bardzo zaszumiony, zwłaszcza powyżej 30 metra zasięgu, i mógł maskować obecność małych ryb, a co za tym idzie zafałszować wyniki. W przypadku pomiarów skuteczności systemu wypłaszania obserwowane w trzeciej sekcji ryby liczono w okresach minutowych. Harmonogram działania poszczególnych sekcji systemu wypłaszania oraz pomiaru odniesienia przedstawiono w tabeli poniżej. Skuteczność systemu wypłaszania ryb określano na podstawie stwierdzonego udziału procentowego średniej liczby ryb, które zostały zaobserwowane w sondo-

Tab. 2 Harmonogram pracy elektrycznego systemu wypłaszania na stanowisku WD podczas przeprowadzanego badania.

Dzień pomiaru		11.10.2016	12.10.2016	13.10.2016
Pomiar odniesienia		10:42 – 11:41	10:41 – 11:40	10:56 – 11:55
Akustyka		11:42 – 11:58	11:41 – 11:56	11:56 – 12:10
Sekcja	I	11:59 – 12:18	11:57 – 12:16	12:11 – 12:32
	II	12:19 – 12:38	12:17 – 12:36	12:33 – 12:52
	III	12:39 – 12:58	12:37 – 12:56	12:53 – 13:12
	IV	12:59 – 13:18	12:57 – 13:16	13:13 – 13:32
	V	13:19 – 13:38	13:17 – 13:36	13:33 – 13:52
	VI	13:39 – 13:58	13:37 – 13:56	13:53 – 14:12
	VII	13:59 – 14:18	13:57 – 14:16	14:13 – 14:32
	VIII	14:19 – 14:38	14:17 – 14:36	14:33 – 14:52

Źródło: Źródło: Morski Instytut Rybacki w Gdyni

wanym obszarze (fragment obszaru sekcji 3) w ostatniej godzinie działania systemu w stosunku do średniej liczby ryb jakie zostały zarejestrowane przed włączeniem systemu wypłaszania (pomiar odniesienia).

## WYNIKI – SKUTECZNOŚĆ BARIER ELEKTRYCZNYCH

### Bariera na górnym stanowisku budowli piętrzącej Zbiornika Nyskiego

Całkowita skuteczność bariery elektrycznej na Zbiorniku Nyskim wyniosła 79,7 proc. (łącznie zaobserwowano 1105 ryb, które przekroczyło linię ujemnych elektrod na kierunku do jazu/budowli zrzutowej, gdy bariera była wyłączona i 224 ryb, które przekroczyło linię ujemnych elektrod na kierunku do jazu/budowli zrzutowej, gdy bariera była włączona). W poszczególnych parach obserwacji (bariera wyłączona/włączona) skuteczności wynosiły: 80,3; 75,8 i 75,7 proc.

### Bariera elektryczna na stanowisku WD budowli piętrzącej

Całkowita skuteczność bariery na rzece okazała się bardzo wysoka – 99,4 proc. (łącznie zaobserwowano 8902 ryb, które przekroczyło linię ujemnych elektrod kierując się w stronę jazu/budowli zrzutowej, gdy bariera była wyłączona i 54 ryb, które przekroczyło linię ujemnych elektrod, gdy bariera była włączona). W poszczególnych parach obserwacji (bariera wyłączona/bariera włączona) skuteczności wynosiły: 99,0; 99,7; 99,2 proc.

### Skuteczność elektrycznego systemu wypłaszania ryb

Działanie systemu wypłaszania, polegające na sekwencyjnym załączaniu się kolejnych sekcji systemu, począwszy od sekcji akustycznej (położonej najbliżej budowli zrzutowej), a następnie kolejnych sekcji elektrycznego systemu wypłaszania powinno mieć swoje odzwierciedlenie w liczbie ryb obserwowanych w sekcji trzeciej. Aby to zilustrować określono całkowitą liczbę ryb obserwowaną w sekcji trzeciej w trakcie działania kolejnych elementów systemu wypłaszania zgodnie z harmonogramem przedstawionym wcześniej. Ponieważ różne sekcje miały różną długość czasu pracy, to żeby wyniki były porównywalne, liczbę zaobserwowanych ryb przeliczono na minutę działania danej sekcji. W ten sam sposób wyrażono średnią liczbę ryb zauważonych podczas godzinowego początkowego pomiaru odniesienia i pomiaru końcowego. Skuteczność systemu wypłaszania ryb, której dokonano poprzez porównanie liczby ryb odnotowanych w ciągu trzech godzinnych okresów przed rozpoczęciem działania systemu z liczbą ryb z trzech ostatnich godzin działania systemu (dla trzech sesji pomiarowych łącznie) wyniosła 61,8 proc.

### PODSUMOWANIE

Na podstawie przedstawionych powyżej wyników i analiz można stwierdzić, że systemy takie jak bariery elektryczne, a także elektryczne systemy wypłaszania zaproponowane i zainstalowane w ramach re-

alizacji inwestycji „Budowy przepławki dla ryb na wylocie zbiornika wodnego Nysa do rzeki” są wysoce skuteczne i powinny być wykorzystywane w celu ochrony ryb przed przedostaniem się do turbin elektrowni wodnych, pompowni wód technologicznych dla przemysłu, przepompowni systemowych etc. Wysoka skuteczność w blokowaniu oraz ukierunkowywaniu przemieszczających się ryb, rekomenduje oferowane systemy do stosowania na trasach migracyjnych ryb, a szczególnie ryb dwuśrodowiskowych. Osiągane rezultaty – są wynikiem wieloletnich prac badawczo - rozwojowych oraz realizacji wielu projektów w Polsce i za granicą, przy zaangażowaniu ekspertów oraz specjalistów ichtiologów, a także zdobytych doświadczeniach i prowadzonych obserwacjach zachowania się ryb zarówno w klimacie umiarkowanym jak i tropikalnym. Również, co jest bardzo istotne dla wysokiej efektywności oferowanych systemów, to indywidualne podjęcie na etapie przygotowania koncepcji. Tak jak to miało miejsce w opisanym w artykule przypadku, projektowanie systemu jest kwestią indywidualną dla każdego z obiektu, z uwzględnieniem uwarunkowań hydrotechnicznych, parametrów fizyko chemicznych środowiska wodnego, gatunkowości ryb oraz oczekiwań Zamawiającego.

Emil Kukulski  
Piotr Augustyn  
PROCOSYSTEM S.A.



Fot: Markus Weber, iStock

## Hydrotechniczne i energetyczne mity ekologów

**W ostatnim czasie pojawiło się wiele publikacji promowanych przez międzynarodowe i krajowe organizacje ekologiczne, które przedstawiają negatywne opinie na temat regulacji rzek, budowy zapór, nowych obiektów energetyki wodnej czy żegluga śródlądowej [6]. W większości z nich pojawiają się argumenty, że działalność ta w sposób bardzo negatywny oddziałuje na środowisko wodne, jest bardzo kosztowna, a my wszyscy mamy za nią płacić, spełniając nieuzasadnione pomysły inżynierskie, a ponadto, że są one sprzeczne z zasadami ekonomii i korzyści społecznych.**

Przedstawiane argumenty przeciw takiej działalności są bardzo stanowcze, nie uznające żadnych przeciwnych argumentów i dalekie od wszelkiego rodzaju dyskusji i kompromisów. Większość tych, negatywnie ocenianych przez ekologów działań, wchodzi w zakres szeroko pojętej gospodarki wodnej. Niestety, publikacje te, o charakterze ekologicznym, przedstawiają cały szereg nieprawdziwych informacji, a tym samym wprowadzają szerokie rzesze społeczeństwa w błąd. Ekolodzy oceniają często wybiórczo tylko jeden sektor gospodarki wodnej, taki jak na przykład hydroenergetyka czy żegluga śródlądowa, podczas gdy obecnie podchodzimy do gospodarki wodnej w sposób zintegrowany, czyli rozpatrując łącznie wszystkie sektory.

Można odnieść wrażenie, że ekolodzy chcieliby widzieć rzeki takimi jak były w dalekiej przeszłości. Dziś mamy już zupełnie inną rzeczywistość z dużo większą liczbą ludności, której trzeba zapewnić mieszkanie, wyżywienie, energię, wodę i odprowadzenie ścieków. Nie oznacza to, że możemy pominąć sprawy ekologiczne. Nie mogą

one jednak być dominujące i podporządkowywać sobie wszystkich innych działań. Konieczna jest rzeczowa dyskusja i współpraca wszystkich sektorów gospodarczych, społecznych i przyrodniczych.

Celem tego artykułu jest przedstawienie pełnych i rzetelnych informacji na temat problemów i działań ujętych w szeroko pojętej gospodarce wodnej, która bierze pod uwagę nie tylko sprawy gospodarcze, ale również problemy społeczne i ekologiczne oraz idee zrównoważonego rozwoju. W artykule przedstawione będzie spojrzenie globalne na te sprawy, ale przede wszystkim odnoszące się do sytuacji gospodarki wodnej w Polsce. Warto podkreślić, że obecnie w wielu regionach globu mamy już krytyczną sytuację w zaopatrzeniu w wodę.

### Ilę mamy wody i gdzie się ona znajduje?

W wielu publikacjach o charakterze społecznym, ekonomicznym czy inżynierskim w ostatnim czasie pojawiają się informacje o krytycznej sytuacji w wielu sektorach wodnych, a nawet o możliwości pojawie-

nia się globalnego kryzysu wodnego. Wydawać by się mogło, że sprawa wody jest wyolbrzymiana, bowiem 71 proc. powierzchni kuli ziemskiej pokrytych jest wodami. Globalna ilość tej wody szacowana jest na około 1386 mln km<sup>3</sup>, co jest wielkością trudną do wyobrażenia [4]. Gdybyśmy tę wodę rozłożyli równomiernie na powierzchni naszego globu to byłaby to warstwa o grubości około 2700 m. Ta woda to w przeważającej objętości woda słona. Jedynie 2,5 proc. całej wody znajdującej się na kuli ziemskiej to woda słodka, która nas szczególnie interesuje i od której zależy w dużej mierze nasze życie i funkcjonowanie naszej gospodarki. Okazuje się dodatkowo, że 70% objętości wody słodkiej jest zamrożonej w lodowcach, a prawie 30 proc. wody słodkiej znajduje się głęboko pod ziemią. Tak więc jedynie niecały 1 proc. wody słodkiej, która znajduje się w rzekach, jeziorach, zbiornikach, mokradłach, w atmosferze i wodach gruntowych jest do naszej dyspozycji. Woda ta jest w ciągłym ruchu, w tzw. cyklu hydrologicznym. Ruch ten polega na parowaniu wody, kondensacji pary wodnej w atmosferze, opadach atmosferycznych, spływie powierzchniowym i wreszcie odpływem rzekami do mórz i oceanów. Woda słodka stanowi odnawialne źródło, bowiem woda, która wyparowuje do atmosfery pozbawiona jest domieszek i zanieczyszczeń. Objętość wody słodkiej w cyklu hydrologicznym jest stała, natomiast liczba ludności, która korzysta z tej wody stale

rośnie. Warto przypomnieć, że w 1950 r. ludność świata liczyła 2,52 mld, w 2000 r. było nas już 6,02 mld, a w 2020 r. ludność osiągnęła liczbę 7,8 mld.

Wskaźnik dostępności wody słodkiej jest liczony jako stosunek rocznej objętości wody odpływającej rzekami do mórz z danego obszaru (zlewni, kraju czy kontynentu) i liczby ludności zamieszkującej ten teren. Przyjmując, że średni wieloletni odpływ rzekami do mórz i oceanów wynosi ok. 47 tys. km<sup>3</sup> to w 1950 r. światowy wskaźnik dostępności wody wynosił 18,7 tys. m<sup>3</sup> na mieszkańca rocznie, natomiast w 2020 r. spadł do wartości 6,0 tys. m<sup>3</sup>, czyli zmalał trzykrotnie. W miarę upływu czasu i wzrostu liczby ludności wskaźnik ten będzie nadal malał. Wiadomo, że rozkład dostępnych zasobów wodnych na kuli ziemskiej jest bardzo nierównomierny, zarówno w czasie jak i przestrzeni, a wykorzystanie zasobów wody słodkiej dodatkowo utrudnia stale rosący proces urbanizacji, zanieczyszczenie wód powierzchniowych oraz ograniczenia ekologiczne poboru tej wody.

### Potrzeby wodne

Obecna sytuacja zasobów wodnych powoduje, że mamy coraz większe trudności w zaopatrzeniu ludności w wodę komunalną, wodę dla celów rolniczych czy przemysłowych. W niektórych regionach powstały już warunki krytyczne w zaopatrzeniu w wodę. Wiadomo, że około 1 mld ludzi nie ma obecnie dostępu do zdrowej wody do picia, a ponad 2 mld ludzi nie ma dostępu do należytych urządzeń sanitarnych, co powoduje poważne problemy zdrowotne, a szczególnie dużą śmiertelność dzieci. Wzrósł również globalny standard życia, co pochłania dużo więcej wody. W wielu krajach pobór wody z rzek dla celów rolniczych (nawodnienia) sięga już 70 proc. całego poboru. Bez wody nie ma życia i utrzymanie w rzekach przynajmniej przepływu biologicznego jest konieczne, ale często bardzo trudne. Z wodą związany jest sektor wytwarzania energii elektrycznej, bez której ludzkość nie może obecnie egzystować. Istnieje wiele sektorów życia i gospodarki, które bez wody nie mogą istnieć. Część z nich to są użytkownicy wody tacy jak energetyka ciepła i wodna, żegluga, turystyka. Są też konsumenci wody: gospodarka komunalna, rolnictwo i niektóre sektory przemysłowe. Gdybyśmy dziś zrobili bilans potrzeb wodnych na kuli ziemskiej to okazałoby się, że dostępne zasoby wodne są już niewystarczające, aby zapew-

nić wszystkim sektorom wymagane przez nich ilości wody. W tej sytuacji potrzebne jest całkowicie nowe spojrzenie na podział dostępnych zasobów wodnych między użytkowników.

### Zasoby wodne Polski, potrzeby wodne, ich wykorzystanie i zarządzanie

Polska, z racji swojego położenia geograficznego, charakteryzuje się niskim wskaźnikiem zasobów wodnych przypadających na jednego mieszkańca. Wynika to ze stosunkowo niewielkich opadów atmosferycznych i wysokiego parowania. Średni wieloletni opad atmosferyczny na terenie całego kraju szacuje się na około 620 mm, co łącznie z dopływem z krajów sąsiednich daje średni wieloletni odpływ rzekami do morza z terenu Polski wynoszący ok. 62 km<sup>3</sup>. Przy liczbie ludności Polski wynoszącej 38,4 mln mieszkańców daje to wskaźnik zasobów wodnych o wartości ok. 1600 m<sup>3</sup> na mieszkańca i rok. W latach suchych wskaźnik ten może spadać nawet do wartości 1000 m<sup>3</sup>, co jest uważane w gospodarce wodnej za wartość krytyczną. Warto przypomnieć, że wartość średniego współczynnika zasobów wodnych w Europie wynosi około 4500 m<sup>3</sup>, natomiast średni wskaźnik światowy wynosi około 6000 m<sup>3</sup>.

Drugim bardzo istotnym wskaźnikiem, określającym możliwości efektywnego gospodarowania wodami i częściowego przeciwdziałania powodziom i suszom jest pojemność wody zmagazynowana w jeziorach i sztucznych zbiornikach utworzonych przez człowieka. Wskaźnik ten określa stosunek procentowej pojemności wody zawartej w zbiornikach i średniego wieloletniego odpływu rocznego do morza. W Polsce wskaźnik ten wynosi obecnie około 6,5 proc., podczas gdy wszystkie sąsiadujące z nami kraje mają ten wskaźnik nawet powyżej 10 proc. Osiągnięcie takiego poziomu w Polsce byłoby bardzo trudne i kosztowne. Istotnym problemem w dziedzinie gospodarki wodnej Polski jest jakość wód. W ostatnich latach, w związku z naszym uczestnictwem w UE, jakość wód w naszych rzekach, jeziorach i zbiornikach uległa znacznej poprawie, bo w przeciwnym razie groziłoby nam poważne kary.

Jednak nie uzyskaliśmy zakładanego satysfakcjonującego poziomu. Tak więc Polska pod względem zasobów wodnych nie znajduje się w najlepszej sytuacji. Średnie zasoby wód powierzchniowych i podziemnych w Polsce są szacowane na około 70 km<sup>3</sup>.

Pobór wody w ostatnich dziesięcioleciach w Polsce oscylował między 10,9 i 12,1 km<sup>3</sup>, z czego około 70% przypada na przemysł i energetykę ciepłą, 20% to gospodarka komunalna, a jedynie 10% rolnictwo i leśnictwo. Światowy średni pobór wody przedstawia się następująco: gospodarka komunalna ok. 17%, przemysł 16%, rolnictwo i leśnictwo 67%. Jednostkowy średni światowy pobór wody wynosi ok. 600 m<sup>3</sup> na mieszkańca i rok. W Polsce wynosi on jedynie 300 m<sup>3</sup> na mieszkańca i rok. Warto zwrócić uwagę na bardzo mały udział poboru wody w Polsce przez rolnictwo, które oparte jest na opadach atmosferycznych i uzależnieniu od warunków naturalnych. W wielu krajach europejskich (Francja, Włochy, Niemcy, Hiszpania) pobór wody dla rolnictwa sięga 60–70% całkowitego poboru z rzek. Jeżeli potrzeby wodne rolnictwa w Polsce wzrosną to czeka nas poważny problem zaopatrzenia w wodę.

Warto przypomnieć, że całokształtem spraw wodnych w Polsce zajmuje się Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie, które podlega Ministerstwu Infrastruktury. Ministerstwo to jest odpowiedzialne za zarządzanie i planowanie gospodarką wodną. Polska gospodarka wodna nie miała niestety zrozumienia wśród wszystkich ekip rządzących poczynając od okresu po II wojnie. Mimo skromnych zasobów wodnych nigdy nie było w Polsce silnego ośrodka rządowego zajmującego się problemem wody. Jedynym jaśniejszym był okres 1960–1972, kiedy istniał Centralny Urząd Gospodarki Wodnej (CUGW), który z niewiadomych przyczyn został zlikwidowany.

### Zapory, zbiorniki wodne, elektrownie wodne na świecie i w Polsce

W sposób zupełnie nieuzasadniony zapory kojarzy się wyłącznie z energetyką wodną. Wiadomo, że celem zapór jest tworzenie zbiorników wodnych, które obecnie mają niezwykle szerokie cele. Są przede wszystkim magazynami wody służącymi różnym celom w czasie niedoboru wody. Według danych ICOLD (International Commission of Large Dams) 48% to zbiorniki służące nawodnieniom 17% – hydroenergetyka, 13 – zaopatrzenie w wodę, 10% – ochrona przeciwpowodziowa, a 5% – rekreacja.

Całkowita ilość dużych zapór na świecie szacowana jest na ok. 55 tys. Jest to liczba przybliżona, bowiem istnieje wiele różnych klasyfikacji tych obiektów. Najczęściej jako zapory (różnego typu) przy-

muje się obiekty o piętrzeniu wyższym niż 15 m lub tworzące zbiornik wodny o pojemności większej niż 3 mln m<sup>3</sup>. Najwięcej zapór posiadają Chiny 23 840, USA 9 263, Indie 4 407, Japonia 3 130, Brazylia 1 365. Duże ilości nowych wysokich zapór buduje się w Indiach, Chinach, Brazylii. Buduje się również dużo obiektów niskiego piętrzenia służących głównie energetyce wodnej. W krajach europejskich najwięcej zapór posiadają: Hiszpania 1 064, Turcja 956, Francja 720, W. Brytania 580, Włochy 541, Niemcy 371. Polska w tym wykazie posiada 69 obiektów uznawanych jako duże zapory. Co roku ilość nowych zapór na świecie zwiększa się o około 200–300 [5], przy czym ilość rozbieranych, co roku takich obiektów jest rzędu kilkunastu. W Europie wiele krajów wykorzystowało już wszystkie lub większość dostępnych z punktu widzenia technicznego lokalizacji budowy zapór (Francja, Niemcy, Włochy). Stąd mała ilość nowych dużych obiektów piętrzących w tych krajach europejskich. W Europie ostatnio buduje się jednak wiele nowych dużych zapór w Hiszpanii, Rumunii i Grecji. Natomiast duże ilości planowanych i budowanych nowych obiektów piętrzących związanych jest z małymi elektrowniami wodnymi i nie są one nigdzie ewidencjonowane. Tak więc przedstawiany przez wielu ekologów mit, że nowe zapory i elektrownie wodne to już przeszłość nie znajduje potwierdzenia w rzeczywistości. Należy również dodać, że wiele istniejących obiektów hydroenergetycznych jest modernizowanych przez wymianę turbin na bardziej sprawne i na większe przepływy instalowane.

W elektrowniach wodnych na świecie wytwarzane jest obecnie około 27 tys. TWh rocznie energii elektrycznej. W elektrowniach wodnych wytwarza się około 4400 TWh rocznie co stanowi około 16% (Dane International Hydro-energy Association). Światowy potencjał hydroenergetyczny wykorzystany jest jednak jedynie w ok. 5,5%, co wskazuje na dużą rezerwę w wytwarzaniu energii elektrycznej z tego źródła. Dziś wielki nacisk kładzie się na fotowoltaikę i elektrownie wiatrowe, które nie mogą efektywnie funkcjonować bez magazynów energii. Funkcję tę mogą dobrze spełniać w Polsce istniejące nasze elektrownie szczytowo pompowe: Żarnowiec, Porąbka-Żar, Dychów, Żydowo, czy elektrownie z członami odwracalnymi: Solina, Niedzica. W Polsce mamy 8 dużych elektrowni wod-

nych (Włocławek 160 MW, Solina 200 MW, Tresna 21 MW, Niedzica, 92 MW, Dębe 20, Koronowo 26, Rożnów 56, Porąbka 13), wytwarzających około 1700 GWh rocznie, co stanowi ok. 1 proc. całej wytwarzanej energii elektrycznej. Potencjał hydroenergetyczny Polski wykorzystywany jest jedynie w ok. 12 proc., a ponad połowa tego potencjału skupiona jest na dolnej Wiśle. Mimo niskiego udziału hydroenergetyki w wytwarzaniu energii elektrycznej, ma ona istotne znaczenie dla całego systemu energetycznego, szczególnie w przypadku awaryjnego wyłączenia dużej elektrowni cieplnej (blackout) i konieczności jej ponownego uruchomienia.

Mówiąc o wytwarzaniu energii elektrycznej w elektrowniach wodnych często mylnie podaje się moc elektrowni szczytowo-pompowych, które jedynie przetwarzają energię elektryczną pompując wodę do zbiornika górnego w czasie nadmiaru energii w systemie, a odzyskując ją w czasie pracy turbiny w czasie niedoboru. Dzięki wysokim sprawnościom wszystkich urządzeń elektrowni szczytowo-pompowych, sprawność całkowita tych elektrowni wynosi około 70 proc. To znaczy, że 1 kWh energii wprowadzona do systemu daje odzysk 0,7 kWh.

#### **Wyjaśnienie niektórych pojęć**

W wystąpieniach ekologów opisujących różnego rodzaju mity pojawia się często określenie regulacja rzek, które ma bardzo ogólne i zróżnicowane znaczenia.

**Regulacja rzek** to wykonanie budowli regulacyjnych wzdłuż brzegów rzeki, powodujących ograniczenie jej szerokości i skoncentrowanie jej przepływu na tej szerokości. Budowle regulacyjne to głównie ostrogi prostopadłe do brzegu i związane z brzegiem, najczęściej wykonywane jako konstrukcje faszynowo-kamienne. Powodują one zwiększenie prędkości przepływu w środkowej części koryta rzecznego i większą erozję denną, a w konsekwencji obniżenie dna. Dziś tego rodzaju konstrukcje są rzadko stosowane, bowiem w dłuższym czasie powodują negatywne oddziaływanie na koryto rzeczne. Regulacja rzek jest więc jedynie zabiegiem technicznym, inżynierskim, a nie pojęciem gospodarczym. Do budowli piętrzących, uważanych za niewłaściwe dla środowiska wymienia się też przepusty drogowe. Trudno wyobrazić sobie, w jaki sposób zrobić skrzyżowanie drogi z ciekim wodnym, jeżeli zachodzi taka potrzeba. Nieporozu-

mieniem jest również uważanie zbiornika przepływowego (zbiornik Włocławek) jako zbiornika zaporowego (Solina). Zbiornik przepływowy, mimo podpiętrzenia, posiada wiele cech rzecznych. Jego podstawową funkcją jest utrzymanie stałego poziomu zwierciadła wody, niezależnie od wielkości przepływu. Ma to bardzo istotne znaczenie dla wód gruntowych w otoczeniu zbiornika.

Problem migracji ryb w naszych rzekach jest rozwiązywany skutecznie coraz częściej przez budowę różnego rodzaju przepławek oraz bystrotoków, ale przede wszystkim przez znaczną poprawę jakości wody w rzekach, w wyniku budowy oczyszczalni ścieków tak, że woda z miast zrzucana do rzeki nie posiada istotnych zanieczyszczeń. W ten sposób do wielu rzek europejskich powróciło po wielu latach życia biologiczne i wiele gatunków ryb wędrownych. Dolna Wisła od ujścia do morza do miejscowości Silno (km. 718, granica zaboru pruskiego i rosyjskiego) [3] została uregulowana budową ponad 2000 ostróg po wykonaniu Przekopu Wisły w 1895 r. Regulacja ta służyła rozwinięciu ówczesnej żeglugi śródlądowej od Gdańska do połączenia z drogami wodnymi Niemiec poprzez Wisłę, Kanał Bydgoski i rzekę Noteć. Dziś regulacja ta uległa zniszczeniu i nie stwarza nawet wymaganych głębokości dla pracy łodołamaczy.

#### **Zintegrowane zarządzanie zasobami wodnymi.**

Dziś mówiąc o gospodarstwie wykorzystaniu rzeki nie bierzemy pod uwagę jedynie wybranych aspektów, ale mówimy i stosujemy zasadę zintegrowanego zarządzania. Rzeki muszą służyć wszystkim sektorom gospodarki wodnej. Jest to zaopatrzenie w wodę, ochrona przeciwpowodziowa, łagodzenie skutków suszy, utrzymanie poziomu wody w rzekach na możliwie stałym poziomie, w celu utrzymania poziomu wód gruntowych w sąsiedztwie rzeki, wykorzystanie żeglugowe, wykorzystanie hydroenergetyczne oraz turystyka i rekreacja. Dziś w wielu miejscach spełnienie postulatów potrzeb wodnych staje się prawie niemożliwe ze względu na małe zasoby i duże potrzeby. Rozwiązanie tego problemu wymaga rzeczowej dyskusji, uznania argumentów przeciwników, jak również zdolności do kompromisów. Jest to jedyna droga do rozwiązania problemu.

**Zrównoważony rozwój.** To pojęcie, które pojawiło się i nabrało znaczenia po kon-



Fot. Elektrownia wodna Santo Antônio w Brazylii uhonorowana złotym Standardem Zrównoważonego Rozwoju Energii Wodnej

ferencji Szczytu Ziemi mówi, że zagospodarowanie rzek powinno zapewniać optymalne rozwiązanie dla obecnego pokolenia (zaopatrzenie w wodę, ochrona przeciwpowodziowa, łagodzenie skutków suszy, energetyka, żegluga, rekreacja), ale nie ograniczać obecnymi rozwiązaniami potrzeb przyszłych pokoleń. Dążenie ekologów do renaturyzacji wielu rzek i przywróceniu ich do stanu sprzed wielu lat nie ma zupełnie sensu, bo żyjemy w zupełnie innym świecie, z inną liczbą ludności i zupełnie innymi potrzebami wodnymi. Jest w pełni uzasadnione, że obecne wykorzystanie gospodarcze rzek musi w maksymalnym stopniu spełniać również postulat środowiska.

**Żegluga śródlądowa.** Polska podpisała i ratyfikowała konwencję AGN, w której zobowiązała się do doprowadzenia trzech międzynarodowych tras żeglugowych przebiegających przez Polskę, E30 (rzeka Odra), E70 (Zalew Wiślany, Elbląg, dolna Wisła, połączenie Wisły z Odrą) i E40 (Bałtyk – Morze Czarne). Jest to bardzo ambitny program do realizacji na wiele lat i wymagający bardzo dużych nakładów. Dziś przewozy żegluga śródlądową w Polsce są bardzo

małe, jednak niewątpliwie żegluga śródlądowa jest najbardziej ekologicznym środkiem transportu, powszechnie stosowanym w Europie (Niemcy, Niderlandy, Francja). Realizacja programu AGN po pierwsze stworzy nowe warunki dla przewozu towarów i ludzi (turystyka) w obrębie Polski, ale dodatkowo da możliwość czerpania zysków z tranzytu przez nasz kraj. Przypisywanie wszystkich kosztów związanych z żegluga tylko samej żegludze jest błędem, bowiem wszelkie inwestycje skierowane na rozwiązania żeglugowe będą służyć również innym sektorom gospodarki wodnej, które powinny uczestniczyć w ich finansowaniu.

#### **Wszystko co złe to stopień wodny Włocławek na dolnej Wiśle**

Obecnie, kiedy za każdą powódź na dolnej Wiśle winą niesłusznie obarcza się stopień wodny Włocławek warto przypomnieć kilka informacji, o których ekolodzy widać zapomnieli, albo nie chcą pamiętać. Pierwsza to, że Wisła płynie z południa na północ i wielokrotnie, kiedy na południu zaczynała się wiosna i ruszenie lodów, to na północy nadal trzymała zima i na rzekach była zwarta pokrywa lodowa. Sytuacje te powodowały poważne problemy powodziowe na

dolnej Wiśle. Na co wskazują znaki wielkiej wody na murach wielu budynków i budowli obronnych.

W 1829 r. kiedy Wisła płynęła innym ujęciem układu koryt wystąpił gigantyczny zator lodowy przy ujściu do Zatoki Gdańskiej w czasie ruszenia i spływu lodów. Zator ten spowodował olbrzymią powódź i miasto Gdańsk zostało zalane prawie do pierwszego piętra [2]. Podobna powódź miała miejsce w 1855 r. kiedy to zostały zalane całe Żuławy Wielkie z wielkimi stratami ekonomicznymi i społecznymi. W 1888 r. wiosenna powódź wystąpiła na Żuławach Elbląskich w wyniku olbrzymiego zatoru na Nogacie. W 1840 r. w wyniku zatoru lodowego w miejscowości Pleniewo, na Wiśle Gdańskiej, powstało duże spiętrzenie wody i przerwanie nadmorskich wydmy oraz utworzenie nowego ujścia Wisły do morza zwanego obecnie Wisłą Śmiałą.

Powodzie te i ogromne straty materialne doprowadziły w końcu do wykonania specjalnego sztucznego kanału o długości 7 km, prowadzącego wprost do Zatoki Gdańskiej zwanego Przekopem Wisły. Warto również przypomnieć, że odcinek



Fot. Projekt hydroenergetyczny Hvalárvirkjun uhonorowany złotym Standardem Zrównoważonego Rozwoju Energii Wodnej

Wisły między Włocławkiem i Płockiem był zawsze szczególnie zatorogenny i spowodował wiele różnej wielkości zatorów lodowych i powodzi.

Wykonanie stopnia wodnego Włocławek było realizacją planowanej Kaskady Dolnej Wisły o charakterze żeglugowo-energetycznym. Obecne krytyczne uwagi ekologów odnośnie kosztu tej inwestycji i wielkości produkcji energii elektrycznej są kłamstwem przekazywanym naszemu społeczeństwu. Warto poinformować, że koszt całego stopnia Włocławek z funkcją żeglugową i przeprawą przez Wisłę zwrócił się już w przeciągu 7 lat wyłącznie z dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej. Obecnie, przy zużyciu energii elektrycznej w Polsce w wysokości 3 970 KWh na mieszkańca i rok, wytworzona przez elektrownię wodną Włocławek energia elektryczna w ilości średnio rocznie 740 GWh wystarczy na zaopatrzenie prawie 180 tys. mieszkańców, czyli prawie dwóch miast Płock i Włocławek położonych na obu krańcach zbiornika. Do wytworzenia takiej ilości energii elektrycznej w elektrowni cieplnej na węgiel kamienny trzeba by spalić 330 tys. ton węgla rocznie (900 ton dziennie) i wyemitować 2 700

tys. ton CO<sub>2</sub> do atmosfery. Spiętrzenie Wisły stopniem Włocławek utworzyło zbiornik wodny przepływowy o długości ok. 45 km i szerokości średniej 1200 m (maks. 2500 m). Głębokość wody przy zaporze wynosi 14 m, a średnia ok. 5,5 m. Początkowo pojemność zbiornika wynosiła 400 mln m<sup>3</sup>, a obecnie w wyniku zamulenia zmniejszyła się do 370 mln m<sup>3</sup>. W wyniku spiętrzenia nastąpiło zmniejszenie średniej prędkości przepływu, co wpłynęło na zmianę reżimu termicznego, lodowego i ruchu rumowiska. Badania przyrodnicze prowadzone na zbiorniku Włocławek stwierdzają, że bioróżnorodność w zbiorniku nie uległa pogorszeniu w stosunku do poprzednio istniejącego w swobodnie płynącej Wiśle. Ekolodzy zwracają uwagę na to, że odkłady rumowiska w zbiorniku zawierają wiele szkodliwych substancji. Nikt nie neguje tego faktu, jednak to nie zbiornik jest winien toksyczności tych odkładów, a zlewnia Wisły znajdująca się powyżej zbiornika. Na odkłady te można spojrzeć w dwojaki sposób. Czy lepiej, aby odkłady te osadzały się w zbiorniku, skąd można je wydobywać i utylizować, czy pozwolić, aby swobodnie spływały Wisłą i odkładały się w Zatoce Gdańskiej, gdzie znajdują się piękne plaże służące rekreacji i wypoczynkowi?

#### Powódź na zbiorniku Włocławek w 1982 r.

Zarówno powódź na zbiorniku Włocławek w rejonie Płocka w styczniu 1982 r., jak również podtopienia w Płocku w lutym i marcu 2021 r., bez żadnego uzasadnienia zostały przypisane przez ekologów istnieniu stopnia wodnego Włocławek i utworzonego prze ten stopień zbiornika przepływowego. Najdalej posunięte wnioski z tych publikacji postulują nawet rozebranie stopnia i przywrócenie Wiśle w tym rejonie jej poprzedniego, naturalnego charakteru.

Powódź w 1982 r. była szczególnie groźna, bo zalanych zostało 18 km<sup>2</sup> terenów wzdłuż lewego brzegu zbiornika w wyniku przerwań zapór bocznych poczynając od km 640 do 620. Powódź wyrządziła poważne straty gospodarcze i społeczne [1]. Zalanych zostało 14 tys. gospodarstw. Ewakuowano 14 tys. ludzi i 11 tys. zwierząt domowych. Poważnie zagrożony był rurociąg prowadzący ropę do NRD, który był umieszczony na wiszącym moście powyżej Płocka. Wysokie spiętrzenie wody zbiornika powyżej Płocka (o około 3 m) groziło nawet przerwaniem tego rurociągu [2]. Sytuacja powodziowa na zbiorniku Włocławek pojawiła się na początku stycznia 1982 r. Pod koniec grudnia nastąpił

w Polsce okres wysokich temperatur powietrza, topnienie śniegu, zwiększenie przepływu w Wiśle i spływ lodów na dolnej Wiśle. 6 stycznia nastąpiło gwałtowne oziębienie (spadek temperatury o ok. 20°C) i pojawił się silny wiatr wiejący pod prąd Wisły.

Nastąpiło gwałtowne zatrzymanie spływu lodów, co spowodowało utworzenie się stałej pokrywy lodowej na całym zbiorniku. Wisła powyżej zbiornika płynęła nadal swobodnie i w jej przechłodzonej wodzie tworzyły się ogromne ilości śryżu, które spływały do zbiornika tworząc zabitki i podbitki pod utworzoną już pokrywą lodową [2]. Szacuje się, że ilość lodu na zbiorniku w 1982 r. wynosiła ok. 100 mln m<sup>3</sup> (około 1/4 pojemności całego zbiornika). Spowodowało to zwiększenie oporów przepływu oraz zmniejszenie czynnego przekroju przepływu, a w konsekwencji znaczny wzrost stanów wody pokrytych grubą i bardzo szorstką pokrywą lodową. Istniały nawet pomysły wysadzenia stopnia Włocławek, aby obniżyć poziom wody, szczególnie w górnej części zbiornika. Na szczęście udało się pomysł wysadzenia stopnia wyperswadować wojsku, które miało ścisły nadzór nad tą sytuacją (stan wojenny).

Były głosy, że gdyby nie było zbiornika Włocławek nie byłoby powodzi. Otóż nic bardziej mylnego. Ogromna ilość lodu, wytworzona w Wiśle powyżej zbiornika, a zgromadzona później w zbiorniku (około 100 mln m<sup>3</sup>) byłaby w stanie całkowicie zablokować lodem 100 km odcinek Wisły w rejonie Włocławek-Płock, co skutkowałoby gigantyczną powodzią na całym tym odcinku Wisły. Potępienie przez ekologów zbiornika Włocławek za powódź w styczniu 1982 r. jest nieodpowiedzialnym kłamstwem, pozbawionym jakichkolwiek podstaw naukowych czy inżynierskich. Ciągła pokrywa lodowa ze stycznia 1982 r. widoczna na zdjęciu składała się z zamrożonych kier lodowych. Pęknięcie pokrywy wzdłuż brzegu świadczy o zmianie położenia pływającej pokrywy wraz ze zmieniającym się natężeniem przepływu.

#### Podtopienia w rejonie Płocka w 2021 r.

Okres lutego i początku marca 2021 r. charakteryzował się na dolnej Wiśle wyższymi od średnich przepływami oraz niskimi temperaturami powietrza. Trwające dłuższy czas niskie temperatury powietrza, doprowadziły do utworzenia na całym zbiorniku

Włocławek stałej pokrywy lodowej. Prosta analiza hydrauliczna wskazuje, że przepływ z pokrywą lodową musi mieć większe napełnienie niż przepływ o swobodnym zwierciadle wody [1]. Wyższe napełnienie przekroju przepływu jest w dużej mierze uwarunkowane szorstkością dolnej powierzchni pokrywy lodowej, istnieniem podbitek śryżowych i zwiększonymi oporami przepływu. Taka sytuacja miała miejsce w tym roku w rejonie Płocka i trudno się dziwić, że wystąpiły wyższe stany wody zagrażające podtopieniem niektórych ulic usytuowanych w Płocku wzdłuż zbiornika. Taka sytuacja jest prosta do przewidzenia i określenia.

Z praktyki inżynierskiej wiadomo, że skutecznym działaniem na obniżenie stanu wody w rzece czy zbiorniku przepływowym z pokrywą lodową jest wykonanie rynny wolnej od lodu przez pokruszenie jej przez lodołamacze. Podstawowym warunkiem skuteczności takiego rozwiązania jest kruszenie lodu od dołu zakładając, że będzie on odpływał zostawiając rynnę wolną od lodu. W przeciwnym razie jest to działanie bezużyteczne, bowiem przy niskich temperaturach pokruszony lód szybko ponownie zamrażnie tworząc pokrywę lodową o jeszcze większej szorstkości jej dolnej powierzchni, co zwiększa opory przepływu i podwyższa napełnienie.

#### Podsumowanie

Polska jest krajem o bardzo niskim stanie gospodarki wodnej zarówno pod względem zasobów wodnych, jak również ich gospodarczego wykorzystania dla zaopatrzenia w wodę, żeglugi, przemysłu, energetyki, ochrony przeciwpowodziowej czy ograniczenia skutków suszy. Dodatkowo wykorzystanie zasobów wodnych szczególnie na naszych większych rzekach (Wisła, Odra, Warta, Narew, Bug) jest bardzo utrudnione istnieniem programu NATURA 2000. Mamy bardzo niskie wykorzystanie naszych rzek dla żeglugi i energetyki. Najbliższe lata, które będą szczególnie uzależnione od zmian klimatycznych w postaci występowania ekstremalnych sytuacji hydrologiczno-meteorologicznych będą wymagały podjęcia wielu działań mających na celu wyrównanie przepływu rzeczno-gospodarki wodnej w czasie czy zapewnienie odpowiednich rezerw wody w przypadku wystąpienia suszy. Proponowane przez środowiska ekologiczne nicnierobienie w gospodarce wodnej jest oczywiście możliwe. Trzeba jednak zda-

wać sobie sprawę z możliwości wystąpienia znacznych strat ekonomicznych i społecznych w wyniku powodzi czy susz, czy trudności w zaopatrzeniu w wodę.

Dorabianie do tego argumentacji o braku ekonomicznych uzasadnień dla żeglugi, ochrony przeciwpowodziowej, energetyki czy problemów suszy jest okłamywaniem społeczeństwa. Działalność innych krajów w tym zakresie świadczy dobitnie o braku uzasadnienia dla takich działań w Polsce.

Dlaczego inne kraje, nawet te należące do UE, mogą osiągać korzyści z dobrze zorganizowanej gospodarki wodnej, a Polska nie? Być może hołdujemy zasadzie, że lepiej od czasu do czasu wydać miliardy złotych na skutki powodzi czy suszy, niż przeznaczyć te pieniądze sukcesywnie na odpowiednie inwestycje w gospodarce wodnej? W takiej sytuacji należy zadać pytanie po co w Polsce istnieje Państwowe Gospodarstwo Wodne - Wody Polskie z Krajowym Zarządem Gospodarki Wodnej, 11 Regionalnymi Zarządami Gospodarki Wodnej, 50 Zarządami Zlewni i 350 Nadzorcami Wodnymi zatrudniającymi tysiące pracowników.

Dziś często pojawia się określenie, że na gospodarkę wodną stać kraje bogate. Prawda jest jednak taka, że kraje te są bogate, bo we właściwym czasie zainwestowały w gospodarkę wodną, a teraz czerpią z tego korzyści.

#### Wojciech Majewski

Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku  
Państwowy Instytut Badawczy

#### Literatura:

1. Majewski W., 2009, Przepływ kanałach otwartych z uwzględnieniem zjawisk lodowych, Monografia IMGW PIB Warszawa
2. Majewski W., 2015, Przekop Wisły i jego znaczenie dla ochrony przeciwpowodziowej Żuław, Materiały Konferencji N-T Bezpieczeństwo przeciwpowodziowe Żuław i Gdańska - historia i teraźniejszość, NOT Gdańsk
3. Majewski W., 2016, Monografia Dolnej Wisły, Monografia IMGW PIB Warszawa
4. Majewski W., 2017, Woda w Inżynierii Środowiska, Monografia IMGW PIB Warszawa
5. Szymkiewicz R., 2017, Dolna Wisła, Rzeka Niewykorzystanych Możliwości, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej
6. www.gazeta.pl. Elas M. (ekspert ds. ochrony ekosystemów rzecznych w Fundacji WWF), Co drugi gatunek ryb w Polsce jest zagrożony.

# We can, with hydropower – jak woda, wiatr i słońce mogą połączyć się, by osiągnąć cele klimatyczne

**Historyczne porozumienie światowych przywódców podczas COP26, w sprawie stopniowego wycofywania węgla z użycia, zintensyfikowało debatę na temat tego, jak zastąpimy paliwa kopalne w przyszłym miksie energetycznym. Jeśli jednak mamy osiągnąć nasze cele klimatyczne, musimy przestać faworyzować poszczególne źródła energii i spojrzeć na uzupełniające się atuty wszystkich technologii odnawialnych – pisze Eddie Rich, dyrektor generalny Międzynarodowego Stowarzyszenia Energetyki Wodnej (IHA).**

**N**ie ma wątpliwości, że zmiany klimatyczne stanowią największe zagrożenie dla ludzkości i środowiska. Mimo że wyłaniający się globalny konsensus, ukazujący skalę wyzwania jest pocieszający, to najwyczejniej nie czynimy wystarczająco szybkich postępów w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla.

Podczas prezentacji trzeciego raportu opracowanego przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) w kwietniu 2022 r., Sekretarz Generalny ONZ António Guterres podkreślił, że „wybory dokonywane obecnie przez kraje zadecydują o sukcesie ograniczenia wzrostu średniej temperatury do 1,5°C”. Jego słowa odzwierciedlają surową rzeczywistość, w której bez niezwłocznych działań mających na celu ograniczenie globalnego wzrostu temperatury, osiągnięcie celu zerowej emisji netto wobec galopujących zmian klimatu może wkrótce stracić wszelkie znaczenie.

## Hydroenergetyka kluczem do rozwoju pozostałych źródeł OZE

W ostatnich latach dyskusję na temat odchodzenia od paliw kopalnych zdominowała energetyka wiatrowa i słoneczna. Nie ulega wątpliwości, że obie te technologie mają do odegrania ogromną rolę w procesie transformacji w kierunku czystej energii, a każda inwestycja, która przyczynia się do ich rozwoju, niezmiernie cieszy. Jednakże, jeśli nie zainwestujemy w niezawodne źródła bilansujące na okresy o warunkach pogodowych nieoptymalnych dla energetyki wiatrowej i słonecznej, te źródła OZE wkrótce osiągną swój limit.



Zdjęcie: iStock, Olivier Le Moal

Energetyka wodna, dysponująca największymi możliwościami magazynowania energii, jest w wyjątkowej pozycji, aby pełnić tę rolę. Energię dostarczaną przez elektrownię wodną można w krótkim czasie zwiększyć lub zmniejszyć, aby ustabilizować sieć elektroenergetyczną w chwilach, gdy nie wieje wiatr lub nie świeci słońce. Nie ma innej istniejącej technologii, która mogłaby zaoferować pełnienie takiej roli na rzecz sieci przesyłowej, w skali umożliwiającej wykorzystanie ogromnych ilości energii wiatrowej i słonecznej, potrzebnych do osiągnięcia zerowego poziomu emisji netto.

Energia wodna jest czystą, zieloną, nowoczesną i efektywną kosztowo odpowiedzią na problem zmian klimatycznych. Po wybudowaniu, obiekty hydroenergetyczne zapewniają społeczeństwu zasilanie i usługi sieciowe przez wiele dziesięcioleci, przy niższej emisji gazów cieplarnianych, w porównaniu z innymi źródłami energii, jeśli porównać pełen cykl życia źródła. Nie należy przy tym zapominać o wielu innych funkcjach pełnionych przez obiekty hydroenergetyczne, które są niezwiązane z wytwarzaniem energii elektrycznej, takich jak: zarządzanie zasobami wodnymi, utrzymanie żeglowności cieków wodnych, nawadnianie oraz funkcje rekreacyjne.

Stoimy przed wyzwaniem związanym ze zbyt wolnym uruchamianiem nowych mocy wytwórczych w energetyce wodnej, które mogłyby bilansować i wspierać szybki rozwój źródeł energii odnawialnej o zmiennym

poziomie wytwórczości, takich jak elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne. Biorąc pod uwagę długi czas realizacji i skomplikowane procesy prawne, budowa obiektów hydroenergetycznych zajmuje niejednokrotnie przeszło dziesięć lat. Jeśli decydenci nie podejmą dziś kluczowych decyzji w celu pobudzenia rozwoju energetyki wodnej, sytuacja będzie się pogarszać: albo będziemy musieli stawić czoła przerwom w dostawach energii elektrycznej, albo będziemy musieli ponownie sięgnąć po emisyjne paliwa kopalne.

## Rozwój postępuje, ale musimy go przyspieszyć

Dane z ostatniego roku rzuciły światło na ogromną skalę potrzeb rozwoju energetyki wodnej, który jest niezbędny, jeśli chcemy osiągnąć globalne cele klimatyczne. Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) ostrzegła w swoim raporcie z 2021 r. „Net Zero by 2050”, że aby ograniczyć wzrost temperatury na świecie do 1,5°C, światowa moc elektrowni wodnych musi się co najmniej podwoić do połowy stulecia, a dyrektor wykonawczy tej organizacji, Fatih Birol, określił energię wodną jako „zapomnianego giganta czystej energii elektrycznej”, który „musi zostać ponownie włączony do agendy polityki energetycznej i klimatycznej, jeśli kraje poważnie myślą o osiągnięciu swoich celów w zakresie zerowej emisji netto”.

Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) opublikowała zbliżone prognozy w dokumencie „Global

Energy Transformation: the REmap Transition Pathway”, w którym wezwała do podwojenia globalnej, zainstalowanej mocy hydroenergetycznej, do około 2600 GW do roku 2050. Opisując „dekadę wielkich obietnic, ale ostatecznie nierównego i powolnego wzrostu”, prezes IHA Roger Gill, napisał w poprzednim wydaniu Energetyki Wodnej, że wzrost mocy zainstalowanej elektrowni wodnych wyniósł w 2020 roku zaledwie 1,6 procent, czyli znacznie poniżej 2,3 procent potrzebnych do osiągnięcia celów klimatycznych zerowej emisji netto wyznaczonych przez IEA. Nowe dane, które ujawniamy w raporcie „2022 Hydropower Status Report”, wskazują na niewielki roczny wzrost w zakresie nowych inwestycji, ale nadal nie osiągamy potrzebnego poziomu.

W 2021 r. do sieci trafiło około 26 GW mocy wraz z nowo wybudowanymi elektrowniami wodnymi, co oznacza wzrost o 1,9 proc. i podnosi całkowitą moc zainstalowaną w hydroenergetyce do 1360 GW. Problemem pozostaje jednak rozkład geograficzny realizowanych inwestycji – około 80 proc. ubiegłorocznych nowych instalacji powstało w Chinach, które zdominowały rozwój nowych obiektów energetyki wodnej w ostatniej dekadzie.

Zwiększenie postępu w realizacji celów zerowej emisji netto będzie wymagało wykorzystania ogromnego potencjału hydroenergetycznego, istniejącego w dużej części świata – kluczowymi kontynentami, gdzie rozwój elektrowni wodnych będzie niezbędny, są Afryka i Azja. W tym celu stworzono nowy system certyfikacji Hydropower Sustainability Standard, aby mieć pewność, że projekty energetyki wodnej będą realizowane w sposób odpowiedzialny społecznie. Rozwój energetyki wodnej powinien uwzględniać również modernizację istniejących obiektów hydroenergetycznych oraz wyposażenie budowli hydrotechnicznych w instalacje pozwalające na produkcję energii elektrycznej.

### „We can, with hydropower”: publiczna kampania informacyjna

Potrzeba rozwoju energetyki wodnej, jako czynnika umożliwiającego osiągnięcie zerowego poziomu emisji gazów cieplarnianych netto, nie może być bardziej oczywista. Aby zwrócić na to uwagę opinii publicznej i umieścić ten temat w zasięgu wzroku decydentów, IHA w 2022 r. wraz z grupą inwestorów, operatorów elektrowni wodnych,

producentów wyposażenia, oraz stowarzyszeń branżowych z całego świata rozpoczęła nową kampanię.

„We can, with hydropower” to publiczna kampania informacyjna, która podkreśla mnogość korzyści, jakie energetyka wodna zapewnia społeczeństwu, jeżeli jest rozwijana w sposób odpowiedzialny i zrównoważony. W pierwszej fazie kampanii skoncentrowano się na roli, jaką hydroenergetyka odgrywa w wykorzystaniu energii wiatrowej i słonecznej, zapobieganiu przerwom w dostawie prądu, dostarczaniu energii po przystępnej cenie, dekarbonizacji przemysłu oraz ochronie społeczności przed powodziami i suszami.

Do grona czołowych postaci, które przyłączyły się do kampanii, aby wyrazić swoje poparcie, należą m.in. były premier Australii – Malcolm Turnbull, była premier Nowej Zelandii Helen Clark, podróżnik i założyciel fundacji Solar Impulse – Bertrand Piccard, sekretarz stanu w szwajcarskim urzędzie ds. energii – Benoît Revaz oraz były minister środowiska Norwegii – Erik Solheim.

### Droga do COP27

Rozpoczęcie kampanii „We can, with hydropower” następuje po roku pełnym niezwykłych wydarzeń dla społeczności zajmującej się energią wodną. Podczas wrześniowego Światowego Kongresu Energetyki Wodnej 2021 miały miejsce dwa przełomowe momenty. Po pierwsze, wprowadzenie Zrównoważonego Standardu dla Energetyki Wodnej (Hydropower Sustainability Standard) ustanowiło pierwszy na świecie system certyfikacji w zakresie zrównoważonego rozwoju w sektorze odnawialnych źródeł energii. Obecnie wdrażany jest w branży hydroenergetycznej na całym świecie.

Po drugie, Deklaracja z San José w sprawie zrównoważonej energetyki wodnej, nakreśliła nową wizję sektora, który ma przyczynić się do realizacji celów klimatycznych i rozwojowych, a także sformułowała szereg zaleceń dla decydentów. W centrum deklaracji znalazło się stwierdzenie, że „w przyszłości jedyną akceptowalną energią wodną będzie zrównoważona energia wodna”. Deklaracja, która została przedstawiona globalnym decydentom podczas COP26, zawierała również przełomowe zobowiązanie, że nowe projekty hydroenergetyczne nie mogą być realizowane na

terenach wpisanych na listę światowego dziedzictwa UNESCO oraz, że w wyznaczonych obszarach chronionych należy stosować obowiązek zachowania szczególnej ostrożności. W przypadku hydroenergetyki technologia, której potrzebujemy, aby osiągnąć zerowy poziom emisji netto jest łatwo dostępna, a także dysponujemy wiedzą i odpowiednimi narzędziami, aby rozwijać ją w sposób przynoszący korzyści dla społeczeństwa i środowiska. Do rządów państw na całym świecie należy teraz zachęcanie do stosowania zrównoważonej energii wodnej, poprzez uwzględnienie jej w swoich strategiach walki ze zmianami klimatu oraz zapewnienie ram regulacyjnych i finansowych, które mogą stanowić bodziec dla rozwoju nowych obiektów.

Promowanie rozwoju nowych obiektów hydroenergetycznych musi stanowić jeden z celów na COP27 w listopadzie 2022 roku, jeśli mamy poważnie myśleć o wycofaniu węgla i przyspieszeniu przejścia na odnawialne źródła energii.

### Jak dołączyć?

Zapraszamy do udziału w kampanii „We can, with hydropower” każdego, kto jest zainteresowany zrównoważoną energią wodną i jej rolą w osiągnięciu celów klimatycznych. Na stronie internetowej kampanii, [www.hydropower.org/wecan](http://www.hydropower.org/wecan) dostępny jest szereg materiałów graficznych do pobrania w sześciu językach, można także udostępnić własne komunikaty wspierające kampanię, używając hasztagu #withhydropower.

Zachęcamy także do certyfikowania swoich projektów zgodnie z Hydropower Sustainability Standard (informacje na temat procesu certyfikacji można znaleźć pod adresem: [www.hydrosustainability.org](http://www.hydrosustainability.org)).

Na zakończenie warto także wspomnieć, że Państwa firma może przyłączyć się do ogólnoświatowych wysiłków na rzecz rozwoju zrównoważonej energetyki wodnej, stając się członkiem Międzynarodowego Stowarzyszenia Energetyki Wodnej (International Hydropower Association) pod adresem [www.hydropower.org](http://www.hydropower.org).





Fot. 1. Przykłady niżówek, od lewej rzeka Budkowiczanka – Krzywa Góra, 17.02.2021, Wisła – Warszawa, 27.05.2020

## Gdy w rzece brakuje wody

**Czym jest niżówka, jak się ją wyznacza, czemu jest tak ważna w hydrologii i gospodarce wodnej, jakie ma znaczenie dla środowiska? Odpowiadamy na najważniejsze pytania.**

**N**ie ma jednej precyzyjnej definicji niżówki hydrologicznej. To pojęcie umowne, mówiące o specyficznych warunkach hydrologicznych w rzece. Niżówka najczęściej definiowana jest jako okres, podczas którego zasoby wodne w rzekach spadają poniżej pewnego, wyznaczonego poziomu granicznego. Niemal zawsze spowodowane jest to mniejszym niż zazwyczaj zasilaniem rzek opadami. Jednak czynników może być więcej, np. klimat (ustonecznienie, wiatr, temperatura powietrza), rzeźba terenu, budowa geologiczna, typ gleb, charakter szaty roślinnej czy układ hydrograficzny. Tak wieloaspektowy charakter niżówki bardzo utrudnia prognozowanie jej czasu wystąpienia i przebiegu.

Niżówka, jako zjawisko hydrologiczne, jest w Polsce bardzo często powiązana z występowaniem suszy hydrologicznej – trzeciego etapu rozwoju suszy po suszy atmosferycznej i glebowej. Objawia się ona zmniejszonym przepływem w rzekach. Dzieje się tak, ponieważ w czasie braku zasilania wodami opadowymi rzeki drenują i obniżają poziom wód podziemnych. W ten sposób przyczyniają się również do rozwoju suszy hydrogeologicznej.

### Skąd wiadomo, że to już?

Istnieje bardzo wiele metod i kryteriów wyznaczania niżówek. W IMGW-PIB najczęściej wykorzystywana jest metoda opierająca się na analizach rocznych przepływów minimalnych (NQ). Zebrane z wieloletnich danych pozwalają wyznaczyć tzw. przepływy charakterystyczne II stopnia, takie jak:

- WNQ – wysoki niski przepływ (maksymalna wartość NQ),
- SNQ – średni niski przepływ (średnia arytmetyczna z NQ),
- ZNQ – zwyczajny niski przepływ (mediana z NQ),
- NNQ – najniższy niski przepływ (minimalna wartość NQ).

Stanowią one podstawę do wyznaczania wartości progowych. Przepływ, którego wartość nie osiągnęła SNQ (średniego niskiego przepływu z wieloletnich danych) uznaje się za przepływ niżówkowy i jeżeli utrzymuje się on na poniższym poziomie przez określoną umownie liczbę dni, to stanowi podstawę do wydania ostrzeżenia przed suszą hydrologiczną.

Niżówki charakteryzują się wieloma parametrami, których wyznaczenie wymagało

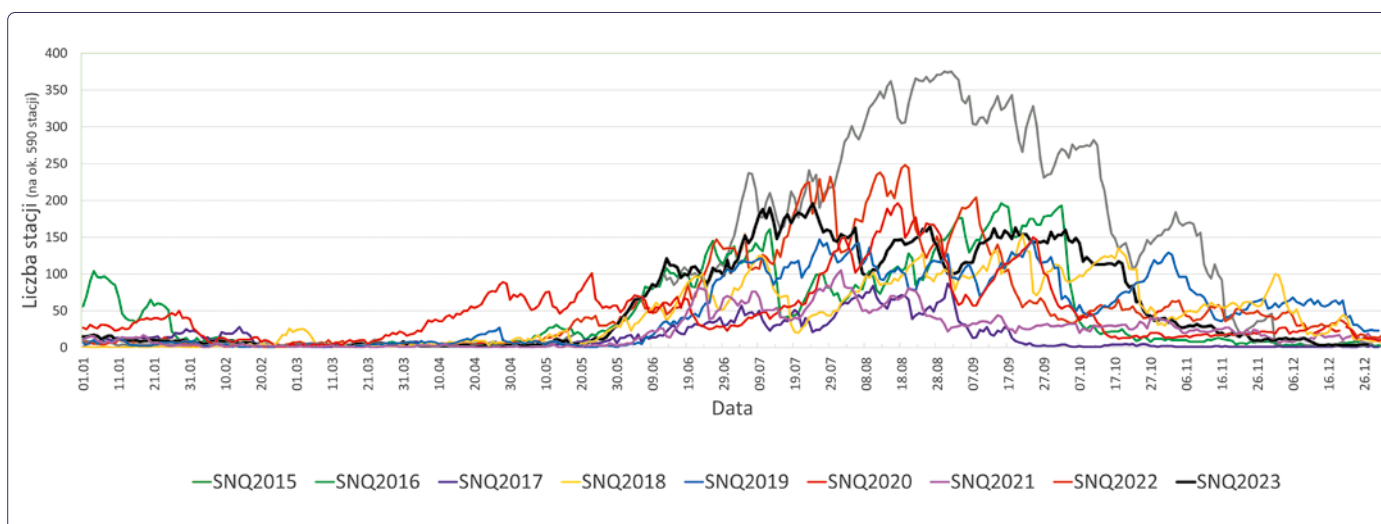
opracowania odpowiedniej metodologii. Do najważniejszych miar istotnych przy analizie i opisywaniu niżówek należą np.:

- objętość niedoboru przepływu (tys. m<sup>3</sup>),
- przepływ minimalny niżówki (m<sup>3</sup>·s<sup>-1</sup>),
- czas trwania niżówki (dni)
- data jej rozpoczęcia i zakończenia.

Wartym odnotowania parametrem jest także średni przepływ z okresu niżówki (m<sup>3</sup>·s<sup>-1</sup>). W literaturze lub przekazach medialnych można często również usłyszeć o niżówce głębokiej i płytkiej. Te pojęcia służą do określenia stopnia natężenia zjawiska. Faza głęboka świadczy o większym niedoborze wody. Niżówka pod względem zasięgu może być zjawiskiem lokalnym, regionalnym, krajowym czy nawet kontynentalnym.

### Sezonowość niżówki

Reżim (przebieg zjawisk hydrologicznych w ciągu roku) większości polskich rzek predysponuje je do występowania niżówki w okresie letnim i letnio-jesiennym. Coraz częściej ekstremum niskich przepływów przypada na lato, mimo że sezon ten cechuje się największą sumą opadów. Czemu tak się dzieje? Oprócz samej sumy opadów, niebagatelne znaczenie odgrywa w tym przypadku rozkład czasowy i natężenie opadów. W sezonie letnim przeważają opady burzowe – ulewne i nawalne. Te szybko zamieniają się w sploty



Rys. 1. Zestawienie liczby stacji poniżej SNQ (średniego niskiego przepływu z wielolecia) w latach 2015–2023

powierzchniowy oraz podpowierzchniowy i błyskawicznie trafiają do cieków, tworząc mniejsze lub większe fale wezbraniowe, a następnie opuszczają zlewnię. Nie bez znaczenia pozostaje również wysoka temperatura powietrza oraz usłonecznienie. Zasoby wód rzecznych i gruntowych nie odbudowują się, a intensywna ewapotranspiracja (parowanie z gruntu i roślin) oraz rozwój roślinności (wegetacja) dodatkowo zmniejszają ilość dostępnej wody.

Występowanie niskich przepływów na rzekach możliwe jest również w miesiącach chłodnych, zwłaszcza przy temperaturze spadającej poniżej 0°C, i w obszarach górskich. Najczęściej niżówka zimowa nie wiąże się z brakiem wody, lecz z jej zmagazynowaniem w postaci śniegu i lodu. Dodatkowo zmarznięty grunt skutecznie ogranicza możliwość infiltrowania i przenikania wody w głębsze partie gleby. Na skutek drenażu rzeczno-wyczerpują się zasoby wód podziemnych, w efekcie czego, podobnie jak w półroczu letnim, rozwija się niżówka hydrologiczna. Przy silnych mrozach może dodatkowo dojść do rozwoju zjawisk lodowych. Niżówki o takiej genezie występują w Polsce rzadziej i kończą się zazwyczaj w porze topnienia śniegu. Niemniej, zarówno jesienne, jak i zimowe niżówki są niezwykle ważne dla hydrologów.

Kilka ostatnich lat w Polsce charakteryzowało się ciepłymi i deszczowymi zimami, co spowodowało, że niżówki zimowe – poza obszarami wysokogórkimi – praktycznie nie były notowane. Ta zmiana struktury opadów nie sprzyja poprawie rekcji, ponieważ opady deszczu zimą nie

są tak efektywne w uzupełnianiu podziemnych „magazynów” wody, jak topniejąca wiosną pokrywa śnieżna. Jest to jeden z powodów tego, że często już w okresie wiosennym rolnicy borykają się z brakiem wilgoci w glebie, a od maja przepływy w rzekach gwałtownie spadają do wartości świadczących o suszy hydrologicznej. Z kolei najbardziej intensywne niżówki przypadają w ostatnich latach na sierpień – tak też było w 2015 roku, gdy notowaliśmy jedną z najbardziej dotkliwych niżówek w Polsce. Na ponad połowie stacji obserwowano przepływy poniżej SNQ, a na ok. 15 proc. stacji hydrologicznych padły rekordy niskich stanów wody (rys. 1).

### Znaczenie niżówek

Jak już wcześniej wspomniano, niżówka to okres, kiedy zasoby wodne rejestrowane są poniżej określonej wartości granicznej, czyli występują deficyty wody. Każdy niedobór lub – w ekstremalnej sytuacji – brak wody, niesie ze sobą niekorzystne konsekwencje dla gospodarki i środowiska, dlatego hydrologi prowadzą pomiary przepływu rzeczno-również przy niskich stanach wód.

Znajomość przebiegu i innych parametrów niżówek pozwala skutecznie zarządzać zasobami wodnymi. Wykorzystuje się tę wiedzę do projektowania efektywniejszych zbiorników retencyjnych, które zbierają wodę w okresach występowania jej nadmiaru i umożliwiają wykorzystanie zmagazynowanych zasobów podczas niżówek. Zimowe niżówki są szczególnie istotne dla energetyki. Przy zbyt niskich stanach wód i dodatkowo występujących rozbudowanych zjawiskach lodowych elektrownie mogą mieć ograniczoną

zdolność poboru wody, a co za tym idzie zmniejszoną możliwość produkcji energii. Powstanie zlodzenia przy niskich stanach wody utrudnia pochodz lodu, przyczyniając się do powstawania zatorów lodowych i w konsekwencji podtopień lub powodzi. Takie warunki stanowią również wyzwanie dla lodołamaczy, które mogą pracować tylko przy odpowiedniej głębokości wody w korycie rzeczno-lub zbiorniku. Długotrwałe okresy niżówek powodują także zmiany w ekosystemach wodnych i od wód zależnych. Wysychają małe zbiorniki, zanikają tereny podmokłe, pogarsza się jakość wody. To wpływa na strukturę flory i fauny na danym terenie – jedne gatunki zanikają, a pojawiają się nowe.

### Niżówkowa profilaktyka

Wskutek zmiany klimatu niżówki i susze coraz silniej oddziałują na życie człowieka. Niezwykle ważne w tym aspekcie są działania realizowane przez IMGW-PIB. Prognozy i ostrzeżenia przed suszą hydrologiczną stanowią bardzo istotną informację, pozwalającą ograniczać straty związane z tym zagrożeniem. O skali zjawiska świadczy fakt, że rokrocznie IMGW-PIB wydaje kilkaset takich ostrzeżeń, a średni niski przepływ z wielolecia może być nieosiągnięty na ponad połowie telemetrycznych stacji hydrologicznych państwowej służby hydrologiczno-meteorologicznej.

# Zasady biologicznej oceny funkcjonalności urządzeń służących migracji ryb

**Pomimo istniejących w naszym kraju kilkuset przepławek, a także znacznego wsparcia finansowego ze źródeł publicznych na budowę nowych, wiedza na temat funkcjonalności biologicznej tych urządzeń jest niedostateczna. Przedstawione w artykule propozycje biologicznej oceny oparto na doświadczeniu płynącym z monitoringu ponad 35 przepławek trwającym blisko dekadę, w oparciu o najnowocześniejsze metody badawcze. Zarekomendowane podstawowe zasady powinny pozwolić, po pierwsze, na przyjęcie biologicznej oceny funkcjonalności przepławek jako standardowego działania, a po drugie — na ograniczenie złych praktyk w tego typu badaniach. Pominięcie lub niedocenienie tego ważnego elementu inwestycji może skutkować powielaniem błędów projektowych przy kolejnych wdrożeniach lub utrzymaniem status quo wadliwych przepławek.**

Według baz danych Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie (PGW WP) w Polsce mamy ponad 40 tysięcy przegród hydrotechnicznych<sup>1</sup> na rzekach, podczas gdy według międzynarodowego projektu Amber może być ich nawet 80 tysięcy. GUS ostatni raz podał liczbę obiektów piętrzących z 2016 roku — było ich wtedy 18 830. Dane PGW WP wskazują, że najprawdopodobniej spośród tych dziesiątek tysięcy przegród tylko niespełna 700 jest wyposażona w urządzenia służące do migracji ryb, których skuteczność w większości jest nieznaną.

Przywracanie ciągłości ekologicznej wód płynących jest jednym z warunków koniecznych do uzyskania dobrego stanu ekologicznego i dobrego potencjału ekologicznego wód, zgodnie z celami określonymi w Ramowej Dyrektywie Wodnej (RDW). Główną przeszkodą w osiągnięciu dobrego stanu wód są istniejące bariery hydrotechniczne, przerywające tę ciągłość i ograniczające funkcjonowanie korytarzy

ekologicznych. Osiągnięcie celów RDW ściśle wiąże się z zapewnieniem bezpiecznej dwukierunkowej migracji w górę i w dół rzeki przez istniejące bariery migracyjne, w tym również duże zbiorniki wodne utworzone wskutek piętrzenia rzeki. Ten związek przyczynowo-skutkowy wymaga przeprowadzenia wiarygodnej oceny skuteczności istniejących przepławek i weryfikacji nowo budowanych. Zagadnieniem niepodjętym w tym artykule, choć metody badawcze będą tożsame, jest ocena migracji ryb w dół rzeki przez budowlę hydrotechniczną oraz zdolności migracji ryb przez zbiornik wodny utworzony przez powstałe piętrzenie. Docelowo pełna ocena migracji ryb na obiektach hydrotechnicznych powinna obejmować wszystkie kierunki i etapy ich wędrówek.

W idealnej rzeczywistości, po wybudowaniu przepławki według najnowszych uznanych wytycznych, przeprowadza się procedury kontroli jakości — audyt poprawności przepławki pod kątem jej zgodności z projektem i zalecanymi standardami (tzw. techniczna i hydrauliczna ocena efektywności przepławki). Wtedy rzeczywiście biologiczna kontrola funkcjonalności mogłaby być konieczna tylko w przypadku odstępstw od projektu na etapie budowy. Niestety takowa sytuacja praktycznie się nie zdarza, co związane jest m.in. z brakiem aktualnych krajowych wytycznych w zakresie projektowania przepławek, o co za tym idzie — dużą

dowolnością w podejściu do tego tematu przez projektantów i inwestorów. Co więcej, na etapie projektu często pomija się zagadnienie dokładnego rozpoznania potrzeb ichtiofauny, co może skutkować w najlepszym wypadku koniecznością dokonywania licznych korekt, a w najgorszym — rozbiórką urządzenia. Taka sytuacja budzi tym większe zdziwienie, że tradycje w zakresie biologicznych zasad projektowania przepławek w naszym kraju są bogate i obejmują okres ponad stu lat! Wtedy już temat przepławek był traktowany przez ichtiologów bardzo poważnie, o czym świadczy choćby przytoczony fragment artykułu dr. Zygmunta Fiszer.

„O urządzeniu przepławek rybich” z 1893 roku. Píše on m.in. że przed rozpoczęciem budowy przepławki trzeba „poznać przez dłuższą obserwację lub wypytywanie rybaków i strażników wodnych, zachowanie się łososi i innych ryb, dla których ułatwienie ma być urządzone w miejscu gdzie takowe ma stanąć, a mianowicie: w jakim czasie ryby wędrujące pojawiają się pod jazem, gdzie się gromadzą, w których miejscach usiłują przeszkodę przebyć, jaka była maksymalna wielkość spostrzeganych okazów i jaka ich liczba”. Aktualne doświadczenia z monitoringiem przepławek też pokazują, że nawet poprawnie zaprojektowana i wybudowana przepławka może wykazywać wady, niewykrywalne w inny sposób niż metodami biologicznymi opisanymi poniżej.



Fot. 1. Urządzenie do wizualnej rejestracji migracji ryb firmy Simsonar

Zdjęcie: Archiwum Simsonar

<sup>1</sup> Identyfikacja presji w regionach wodnych i na obszarach dorzeczy. Baza danych PGW Wody Polskie 2021. <https://orka2.sejm.gov.pl/INT9.nsf/klucz/ATTCKMHGK/%24FILE/I35461-o1.pdf>

Do tej pory w naszym kraju nie zostały opracowane i uzgodnione kryteria określające, kiedy urządzenie służące migracji ryb jest skuteczne. Sposób weryfikacji funkcjonalności, czy też efektywności poszczególnych przepławek powinien być jednolity dla całego kraju, co umożliwi późniejsze porównanie takich działań, a także ułatwi weryfikację urządzeń organom wydającym decyzje lub środki finansowe. Skoro od czegoś „porządku” trzeba zacząć, warto zacząć od końca, stąd próba podjęcia w artykule zagadnienia funkcjonalnej oceny urządzeń służących migracji ryb. Pomimo istniejących w naszym kraju kilkuset przepławek, a także znacznego wsparcia finansowego ze źródeł publicznych na budowę nowych, obecna wiedza na temat funkcjonalności biologicznej tych urządzeń jest ograniczona.

Przedstawione w artykule propozycje takiej biologicznej oceny oparliśmy na doświadczeniu płynącym z monitoringu ponad 35 przepławek trwającym blisko dekadę.

### Przegląd stosowanych metod monitorowania migracji ryb

Ostatecznym warunkiem pozytywnej oceny działania przepławki powinien być monitoring biologiczny, który jest oparty na bezpośredniej obserwacji wędrówki ryb przez obiekt. Taki monitoring bezwzględnie potwierdzi, czy ryby znajdują drogę do przepławki oraz czy potrafią skutecznie ją pokonać. Z tego powodu nowo budowane i istniejące przepławki powinny podlegać kontrolom funkcjonalnym, które mają na celu sprawdzanie skuteczności i w razie potrzeby pozwolą na poprawienie ich działania. Kontrola przepławki nie może polegać tylko na prozaicznym policzeniu ryb, jakie przekroczyły przepławkę, czy też sprawdzeniu zestawów gatunkowych poniżej i powyżej budowli. Zagadnienie to jest znacznie bardziej złożone, ponieważ, aby stwierdzić, że ryby skutecznie pokonują przepławkę, muszą wykazywać zachowania migracyjne (motywację do migracji), a także zlokalizować zaprojektowaną dla nich trasę migracji.

Punktem wyjścia do monitoringu biologicznego zawsze powinno być określenie tzw. stanu zerowego, czyli struktury ichtiofauny w obrębie monitorowanego obiektu przed rozpoczęciem badań, a racjonalna ocena rozpoczyna się od planu monito-



Fot. 2. Riverwatcher Vaki – urządzenie do wizualnej rejestracji migracji ryb



Fot. 3. Widok na sekcję monitoringową przepławki w m. Broszkowice na rzece Sole. Zmodernizowana przepławka jest dostosowana do wyposażania jej w przyszłości w instalację podwodnego monitoringu video

ringu i doboru parametrów, jakie poddane będą ostatecznej walidacji. To ważne, bo parametry oceny determinują dobór metody badawczej, co niejednokrotnie, np. w przypadku monitoringu wizualnego, wymaga budowy dodatkowych instalacji w postaci komór monitoringowych, krat naprowadzających, odpowiednio dostosowanej instalacji elektrycznej czy dostępu do sieci internetowych do przesyłu danych. Przegląd i opis ocenianych parametrów funkcjonalności biologicznej przepławki podajemy w końcowej części artykułu.

Wszelkie badania migracji ryb, niepozwalające na ocenę parametrów funkcjonalności biologicznej, jak np. elektropołowy ryb powyżej i poniżej przegrody (bez odpowiedniego znakowania i zastosowania narzędzi pułapkowych), czy też zbyt krótkie badania lub badania prowadzone w okresach osłabionej migracji, powinny być z góry odrzucone przez organy kontrolujące i samego Inwestora. Co więcej, za wykonanie badań biologicznych dotyczących migracji ryb powinny odpowiadać wyłącznie osoby posiadające doświadczenie praktyczne i wiedzę zawodową, np. spe-

cjaliści w dziedzinie biologii ryb. Zdajemy sobie sprawę, iż ostateczny dobór metody uwarunkowany jest warunkami terenowymi, indywidualną konstrukcją przepławki, a także środkami finansowymi, jakimi dysponuje zespół realizujący badania. Jesteśmy przekonani, że badania te powinny być oparte na wiarygodnych dowodach, które powinny stanowić podstawę do wydania pozytywnej oceny urządzeń służących migracji ryb!

Generalnie metody monitorowania służące do oceny funkcjonalności przepławek można podzielić na metody nieinwazyjne (bez wylawiania ryb) oraz metody inwazyjne, które zakładają taki połów. Przedstawiony poniżej zestaw proponowanych metod monitoringowych nie wyczerpuje całego katalogu stosowanych technik, jednakże pozwala na poprawną, wieloparametrową waloryzację przepławki.

### Monitoring wizualny z wykorzystaniem automatycznych liczników

Podwodny monitoring wideo jest coraz częściej stosowaną metodą badawczą, opartą na rozpoznawaniu i bezpośredniej rejestracji odczytu na dysku kompute-

Źródło: Archiwum ZSE

Źródło: Archiwum ZSE

ra. Stosowne oprogramowanie opiera się zwykle na metodach analitycznych, wykorzystujących sztuczną inteligencję (sieci neuronowe, logika rozmyta) i metody matematyczne. Zasadniczo, niezależnie od wyboru dostawcy systemu monitoringowego, układ rejestrujący składa się z kamery, tunelu wideo, modułu komunikacyjnego oraz komputera PC z oprogramowaniem. Wszystkie przejścia ryb przez przepławkę można w ten bezinwazyjny sposób zarejestrować w odniesieniu zarówno do czasu, kierunku przejścia, jak i wielkości osobników. Przejście ryb poruszających się przepławką przez jednostkę zliczającą jest wymuszone poprzez zamontowane w przepławce kraty naprowadzające.

Zainstalowany na komputerze PC program do cyfrowego przetwarzania obrazu analizuje w sposób ciągły strumień wideo, a moment mijania przez rybę układu rejestrującego zostaje automatycznie zapisany. Każda rejestracja (rekord) jest wyświetlana na ekranie komputera w czasie rzeczywistym, a ruchome obiekty (ryby) są rozpoznawane i mierzone automatycznie. System ten może wykryć obiekty przy

mętności wody do 100 NTU, a kamera nagrywa w sposób ciągły. Zamontowane w tunelu oświetlenie działa całodobowo (naprzemiennie światło białe i IR).

Program odfiltrowuje wszelkie gałęzie, liście lub cienie i „podejmuje decyzję”, czy poruszający się obiekt jest w rzeczywistości rybą. Podczas prowadzonych badań, każde nagranie ryb należy poddać ręcznej ocenie w celu określenia gatunku. Dołączone do urządzenia oprogramowanie umożliwia późniejszą analizę każdej rejestracji (wideo, fotografia lub sylwetka ryby w zależności od systemu). W przypadku skanera Riverwatcher należy dodatkowo określić wszystkie możliwe kategorie przechodzących obiektów (ryb) i określić charakterystyczny dla danego gatunku stosunek długości do wysokości ciała. Jako źródło danych dotyczące tego parametru można wykorzystać informacje pochodzą-

ce z ogólnosiatowej bazy Fishbase, jednakże rekomendujemy jego modyfikację, tak by w pełni odpowiadała populacji ryb pochodzących z danej zlewni. Według danych producenta, system pozwala na rejestrację ryb o wielkości co najmniej 40 mm wysokości ciała, jednakże wyniki badań wskazują, że rejestracji mogą podlegać też obiekty znacznie mniejsze. Jeśli taki stosunek (długości do wysokości) zostanie przypisany do gatunku, program oblicza długość ryby na podstawie zmierzonej wysokości ciała.

### Telemetria

Monitoring oparty na telemetrii jest jedną z niewielu metod pozwalających na określenie skuteczności przepławki, ponieważ jednoznacznie identyfikuje trasę migracji ryb. Technika ta umożliwia oszacowanie liczby osobników (odsetek ryb), które pokonały przeszkodę w stosunku do liczby

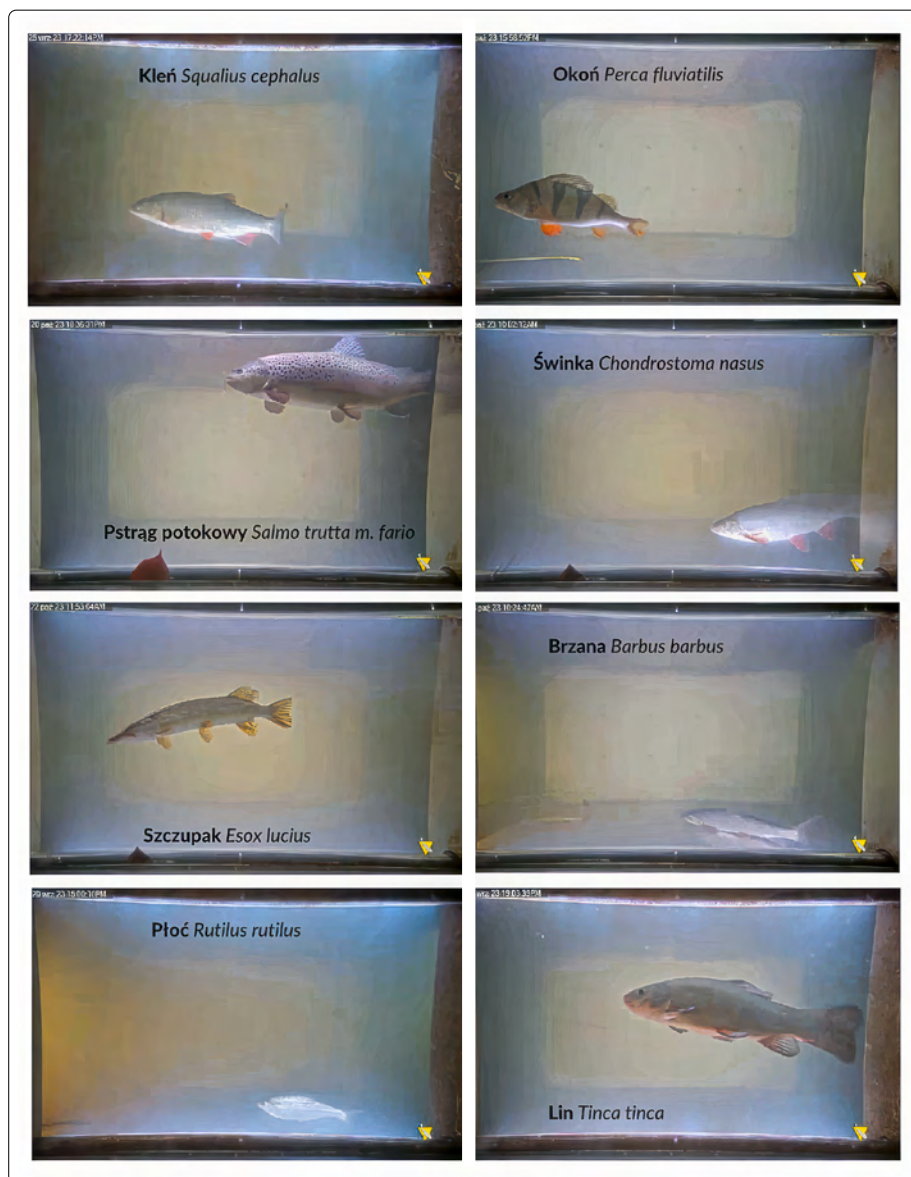
## Monitoring wizualny

### Zalety:

- pobór i analiza danych trwa całodobowo,
- dostęp do danych on-line,
- metoda bezinwazyjna, nie wymaga zabiegu umieszczenia nadajnika na rybach.

### Wady:

- metoda nie pozwala na ocenę czasu odnalezienia wejścia, czasu pokonywania przepławki,
- konieczność analizy dużej ilości danych przez wykwalifikowany zespół osób,
- wysokie koszty zakupu i montażu,
- brak rejestracji przy dużej mętności wody – przerwy w monitoringu,
- konieczność stałego dozoru pod kątem prawidłowego działania: czyszczenie szyb i udrażnianie zatkanych krat,
- problemy w rejestracji i liczeniu w przypadku gromadnych przejść.



Fot. 4. Zdjęcia gatunków zaobserwowanych w tunelu urządzenia. Opracowanie własne, przepławka w m. Grodzisko, rzeka Skawa.

Zródło: Archiwum ZBE



Fot. 5. Przygotowane stanowisko do znakowania ryb

osobników zbliżających się do przeszkody w celu jej ominięcia. W metodzie tej stosuje się umieszczane w ciele ryb znaczniki. Mogą to być nadajniki akustyczne lub transpondery pasywne.

### Znakowanie znaczkami akustycznymi

W monitoringu wykorzystuje się znaczniki elektroniczne, takie jak nadajniki akustyczne do pozyskiwania informacji o wędrówkach ryb. Jest to metoda inwazyjna — wymaga odłowienia ryb i umieszczenia w ciele mikronadajników. Znakowane ryby są następnie wypuszczane i rejestrowane przy przejściu w okolicy odbiornika. Odpowiednie ustawienie odbiorników po-

zwala nie tylko na prostą rejestrację przepływającej ryby, ale także na śledzenie jej w trójwymiarowej przestrzeni i odtworzenie drogi pływnięcia w czasie.

W przypadku telemetrii akustycznej badania oparto na zastosowaniu nadajników akustycznych V5-1x oraz V7T-2x firmy Vemco o częstotliwości 180 MHz. Nadajniki te w zależności od ukształtowania dna cieku mogą mieć zasięg 150–200 metrów. Nadajniki przed implantacją zostały zdezynfekowane i opłukane w roztworze soli fizjologicznej. Ryby przed uwolnieniem do rzeki były obserwowane i monitorowane w specjalnym zbiorniku, dopóki nie odzyskały właściwych reakcji fizjologicznych. Opierając się na zasadach analiz statystycznych, każdorazowo nadajnikami zostało oznakowanych co najmniej 30 osobników.

W celu wykrycia sygnałów pochodzących z nadajników akustycznych w korycie rzeki należy zamontować odbiorniki (np. VR2W firmy Vemco), których liczba jest uwarunkowana konkretnym układem terenu (węzła wodnego). Odbiorniki muszą być

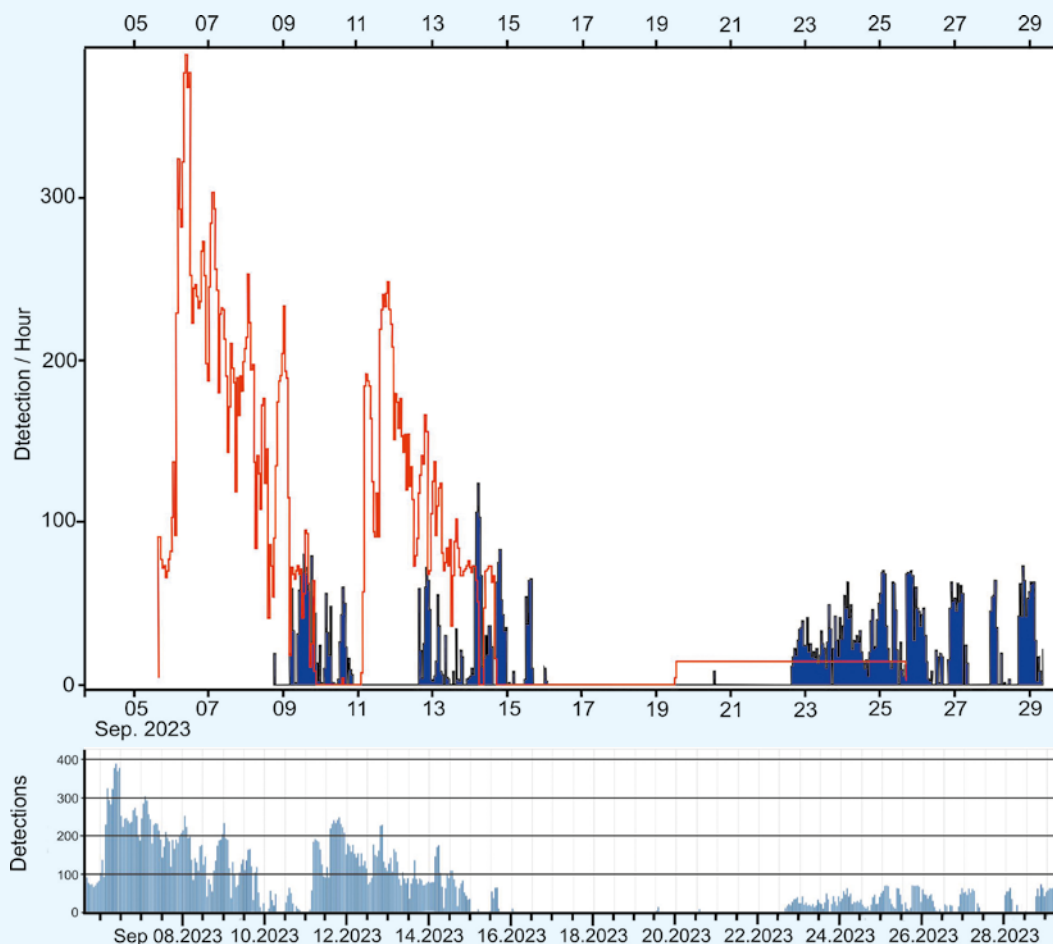
zamontowane przynajmniej powyżej i poniżej przegrody hydrotechnicznej i przepławki, tak by uchwycić ruch ryb w czasie i przestrzeni. Zalecane jest jednak zamontowanie przynajmniej trzech odbiorników: (1) 100–300 m poniżej przepławki, (2) w okolicach wejścia do przepławki oraz (3) na wyjściu z przepławki.

Odbiorniki rejestrując obecność kodowanych nadajników pozwalają określić kluczowe parametry dla oceny skuteczności przepławki, tj.:

- odsetek oznakowanych ryb, które podjęły próbę migracji,
- odsetek oznakowanych ryb, które znalazły wejście do przepławki,
- odsetek znakowanych ryb, które pomysłnie przeszły przez przepławkę,
- a także obliczyć opóźnienia w pokonywaniu przepławki przez ryby.

Dodatkowo, w celu zwiększenia skuteczności monitoringu zalecane jest wykonanie spływów z mobilnym hydrofonem. Pozwoli to odszukać te z oznakowanych ryb, które ewentualnie odpłynęły daleko od miejsca wypuszczenia zarówno w dół,

Zródło: Archiwum ZBE



Rys. 1. Intensywność detekcji hydrofonów – dolnego (linia pomarańczowa) oraz górnego (linia niebieska) w okresie rejestracji sygnałów, tj. od 5.09.2023 do 29.09.2023 r. (Podolsze, rzeka Skawa), Opracowanie z wykorzystaniem programu VUE.

Zródło: Archiwum ZBE



Fot. 6. Hydrofon– odbiornik i rejestrator sygnałów z nadajników akustycznych

jak i w górę rzeki, a przez nierównomierny układ dna rzeki nie zostały wykryte przez hydrofon.

### Znakowanie pasywnymi zintegrowanymi transponderami

Metoda obejmuje wykorzystanie różnorodnych transponderów (znaczników), tzw. PIT-tag, czyli półduplexowych znaczków telemetrycznych RFID (Radio Frequency Identification — identyfikacja częstotliwości radiowej), niewymagających stałego zasilania. System oparty jest na znacznikach HDX Half-Duplex (półdupleks) lub FDX/HDX Full Duplex (pełny dupleks) i sieci anten zintegrowanych z platformą rejestrującą.

## Monitoring telemetryczny

### Zalety:

- metoda pozwala na obserwację oznakowanych osobników w poszczególnych fazach migracji oraz obliczenie opóźnień w wędrówce,
- nie wymaga stałego nadzoru.

### Wady:

- metoda inwazyjna, wymaga zabiegu chirurgicznego,
- wysokie koszty zakupu znaczników aktywnych (akustycznych i radiowych),
- w przypadku użycia znaczków PIT, konieczność budowy anten dedykowanych dla obiektu,
- ze względu na koszt i wagę znacznika, zastosowanie metody ogranicza się zwykle do gatunków wskaźnikowych i dorosłych ryb (w przypadku znaczników aktywnych).



Fot. 7. Monitoring z wykorzystaniem hydrofonu mobilnego

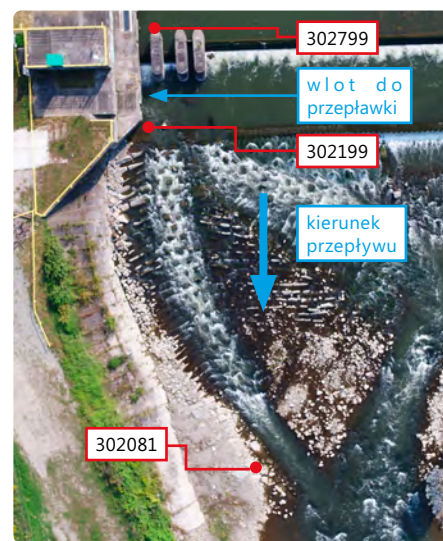
Przełazny system monitoringu PIT-tag składa się ze wspomnianej stacji/platformy monitoringowej, wyposażonej w wysokowydajny czynniki sygnałów RFID (w ramach badań użyto model firmy Oregon) oraz anten rejestrujących, których konstrukcja wykonywana jest specjalnie dla danej przepławki. Reprezentatywną grupę ryb odławiano agregatem prądowórczym w rejonach przepławk, a następnie implementowano im znaczniki specjalnym aplikatorem w jamę brzuszną. Do znakowania użyto znaczników o długości 12 i 32 mm HDX, które działają na częstotliwości 134,2 kHz. Każdy znacznik posiada swój unikalny numer, co pozwala na precyzyjną i jednoznacznie identyfikację ryby przepływającej przez bramkę. Oznakowane ryby zostały zmierzone, a dane, podobnie jak w przypadku nadajników akustycznych, wprowadzono do arkuszy obserwacyjnych.

### Obserwacja ryb w pułapkach (połączona ze znakowaniem)

Do monitoringu przejść ryb przez przepławkę (rz. Biała, Soła, Skawa) wykorzystano pułapki sieciowe, umiejscowione na górnym stanowisku przepławki (przy wlocie wody do przepławki). Wymiary zastosowanej pułapki były dopasowane do szerokości kanału przepławki, aby umożliwić wpłynięcie wszystkich ryb pokonujących urządzenie. Przykładowo, w miejscowości Wadowice konstrukcję pu-



Zródło: Archiwum ZBE



Fot. 8. Rozmieszczenie hydrofonów – przepławka w m. Dębica

łapki stanowiła klatka z dwiema komorami o wymiarach wlotu 2,40 × 1,10 m, długości 5 m i długości boku oczka 10 mm. Równocześnie, tuż przed montażem pułapki, przeprowadzono znakowanie znaczkami PIT-tag. Znakowaniu poddano dużą próbę ryb, przekraczającą 100 osobników różnych gatunków i klas wielkościowych. Ryby w pułapce codziennie były liczone, mierzone i oznaczane do gatunku. Sprawdzano również, czy schwytana ryba należy do grupy ryb znakowanych. W celu uniknięcia zatorów, zamontowana pułapka pozostawała pod stałym nadzorem. Systematycznie usuwano roślinność, odpady płynące w dół rzeki, itp. Zamontowana na wlocie



Fot. 9. Montaż anteny w szczeliny migracyjnej w m. Gorlice, rz. Ropa



Zródło: Archiwum ZBE

Zródło: Archiwum ZgE



Fot. 10. Widok na zamontowaną na przepławce pułapkę (m. Wadowice, rz. Skawa)

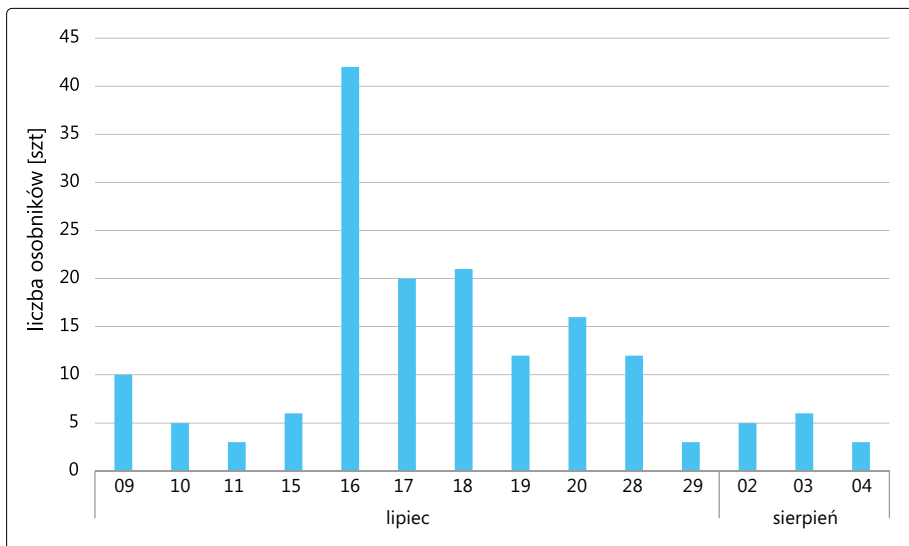
## Obserwacja ryb w pułapkach (połączona ze znakowaniem)

### Zalety:

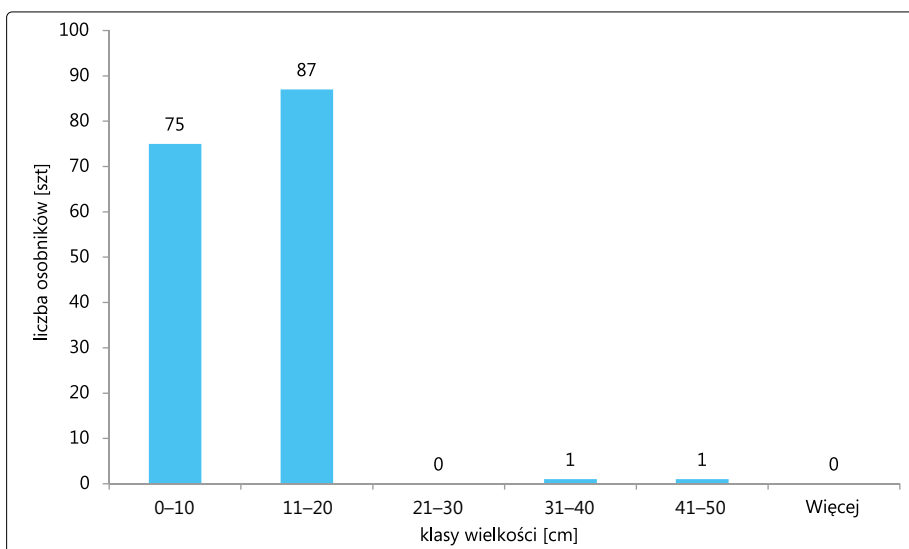
- metoda pozwala na ocenę skuteczności działania przepławki, w tym opóźnienie i odsetek wszystkich ryb usiłujących ją pokonać,
- pozwala na wykrycie szerokiego spektrum gatunkowego i wielkościowego,
- niski koszt zakupu i montażu.

### Wady:

- metoda wymaga stałego nadzoru nad urządzeniami pułapkowymi (24 h/7 dni); pływający materiał (liście, gałęzie, śmieci) może zmieniać warunki hydrauliczne w przepławce i „cofanie się” ryb,
- uzyskanie dokładnych wyników uzależnione jest od jak najczęstszego sprawdzania pułapki,
- metoda inwazyjna, wymaga odławiania ryb, zabiegu chirurgicznego, przetrzymywania ryb.



Rys. 2. Wykres aktywności ryb przemieszczających się przepławką w m. Wadowice (2023 r.)



Rys. 3. Klasy długości osobników ryb przemieszczających się przepławką w m. Wadowice (2023 r.)

do urządzenia pułapka sprawdzana była w cyklach dobowych w ciągu miesiąca.

### Biologiczne parametry oceny przepławek

Podstawową czynnością, od której należy rozpocząć prace monitoringowe, jest uzyskanie jak najbardziej obiektywnego obrazu populacji ryb. Badania te należy oprzeć na wszelkich dostępnych danych archiwalnych oraz badaniach własnych. Zalecamy wykorzystanie istniejących źródeł danych na temat lokalnej ichtiofauny, takich jak: bazy danych instytucji (RZGW, IRŚ), uczelni wyższych, a także danych pochodzących od użytkowników obwodów rybackich. Niezbędnym elementem badań początkowych powinno być wykonanie odłowów ryb w celu uzupełnienia ogólnej inwentaryzacji gatunków o jak najbardziej aktualne dane (w niektórych przypadkach będą to jedyne dane). Połowami należy objąć odcinek powyżej i/lub poniżej przegrody,

odławiając obszar obejmujący różne układy siedlisk z wykorzystaniem wytycznych Przewodnika metodycznego do monitoringu ichtiofauny w rzekach (Prus i in. 2016; Kolada 2020). Dopiero uzyskanie w miarę możliwie pełnego obrazu ichtiofauny w danym cieku (skład gatunkowy, wielkości ryb itp.) pozwoli na dobór odpowiedniej metody badawczej i ustalenie długości okresu monitorowania przepławki. Zalecamy, by monitoring był prowadzony przez przynajmniej jeden rok po zakończonej budowie, a jeśli nie jest to możliwe, długość okresu monitorowania musi się odnosić chociaż do okresu głównych migracji tarlowych ryb w danym cieku. W większości sytuacji monitoring biologiczny należy prowadzić w okresach marzec–maj oraz październik–listopad. Dodatkowo sugerujemy wykonywanie okresowego przeglądu biologicznego i hydraulicznego przepławki z częstotliwością nie rzadziej niż raz na 5 lat.

Zródło: Opracowanie własne

Zródło: Opracowanie własne

Wyniki przeglądu powinny być podstawą do zobowiązania użytkownika/inwestora do podjęcia ewentualnych dodatkowych działań minimalizujących wpływ inwestycji na możliwość migracji ryb.

Zaproponowane metody badawcze pozwalają określić wartości parametrów funkcjonalności przepławki, które w zależności od zastosowanej techniki można podzielić w następujący sposób. Monitoring wizualny z wykorzystaniem automatycznych liczników i kamer (VAKI, Simsonar itp.) oraz obserwacje w pułapkach pozwalają na ocenę poniższych parametrów:

1. selektywność gatunkowa — identyfikację gatunków i ich liczbę, które pokonały przepławkę w stosunku do całkowitej liczby gatunków na danym obszarze,
2. selektywność wielkościowa — porównanie struktury wielkościowej migrujących ryb ze strukturą ryb oczekujących na przejście,
3. liczba migrujących ryb — całkowita liczba osobników/gatunków w danym okresie w zależności od wielkości rzeki (dodatkowo z korelacją co do temperatury i przepływu, czyli dynamiką migracji),
4. selektywność dot. grup ekologicznych — liczba gatunków o podobnych zachowaniach migracyjnych, które pokonały przepławkę w stosunku do występujących na danym obszarze (np. ryby denne, ryby stadne, reofilne/stagnofilne itp.).

Jako w pełni funkcjonalne można ocenić jedynie te przepławki, które nie wykazują selektywności gatunkowej lub wielkościowej, tj. są dostępne dla całego spektrum gatunkowego i wielkościowego ryb w danej lokalizacji. Telemetria, polegająca na indywidualnym znakowaniu i porównaniu liczby osobników oznakowanych z ich obserwacją w poszczególnych fazach mi-



Fot. 11. Kanał obejścia jazu piętrzącego wodę na potrzeby ujęcia wodociągowego. Miejscowość Szczepańcowa, rzeka Jasiołka – km 27+960

gracji (%), pozwala na ocenę następujących parametrów:

1. motywacja do migracji — odsetek ryb, które podjęły próbę migracji (tj. liczba ryb usiłujących pokonać przeszkodę, zarejestrowanych w strefie penetracji przed przeszkodą), w porównaniu do liczby ryb oznakowanych,
2. lokalizacja wejścia do przepławki — odsetek ryb, które zlokalizowały wejście i weszły do przepławki,
3. migracja przez urządzenie — odsetek ryb pokonujących samo urządzenie, tj. liczba oznakowanych ryb, które pomyślnie pokonały urządzenie, w porównaniu do liczby ryb, które weszły do przepławki.

Na podstawie doświadczeń ocenę pozytywną powinny uzyskać te przepławki, które pokonuje co najmniej 70% oznakowanych ryb podejmujących próbę migracji. Urządzenia, przez które migruje mniej niż 70%, wymagać będą poważnego usprawnienia konstrukcji lub wyburze-

nia i wybudowania ich na nowo. Zdajemy sobie sprawę, że ustalenie dokładnych kryteriów oceny biologicznej powinno być przedmiotem dyskusji badaczy zajmujących się tym zagadnieniem, niemniej jednak mamy nadzieję, że przedstawione w artykule podstawowe zasady takiej oceny pozwolą, po pierwsze, na przyjęcie biologicznej oceny funkcjonalności przepławek jako standardowego działania, a po drugie — na ograniczenie złych praktyk w tego typu badaniach.

**Piotr Sobieszczyk**

Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie RZGW w Krakowie

**Karol Cieżak**

Towarzystwo na rzecz Ziemi

**Roman Żurek**

Zakład Badań Ekologicznych

Artykuł pierwotnie ukazał się w kwartalniku „Chrońmy Przyrodę Ojczystą”, tom 80, zeszyt 1 (2024).

**Literatura:**

1. Fisz Z. 1893. O urządzaniu przepławek rybich. Okólnik nr 7, Krajowe Towarzystwo Rybackie
2. Kolada A. 2020. Podręcznik do monitoringu elementów biologicznych i klasyfikacji stanu ekologicznego wód powierzchniowych: aktualizacja metod. Główny Inspektorat Ochrony Środowiska.
3. Prus P., Wiśniewolski W., Adamczyk M., Bernaś R., Borzęcka I., Buras P., Chybowski, Ł., Dębowski P., Kozłowski W., Ligieża J., Mańko A., Morzuch J., Parasiewicz P., Radtke G., Rola J., Skóra M., Szlakowski J., Sidorowski S., Traczuk P., Majewski K., 2016. Przewodnik metodyczny do monitoringu ichtiofauny w rzekach. 2016,
4. Żurek R. i Cieżak K. 2023. Monitoring prawidłowości działania przepławek w ramach projektu „Odtworzenie ciągłości ekologicznej Wisły i dolnych odcinków rzeki Soły i Skawy”. RZGW Kraków 2023.
5. Żurek R. i Cieżak K. 2021. Raport z realizacji projektu pn.: „Likwidacja barier migracyjnych dla organizmów wodnych na rzece Wiśloce i jej dopływach – Ropie oraz Jasiołce” Monitoring efektów prac udrożnieniowych. RZGW Kraków 2021.
6. Żurek R. 2017. Monitoring przepławek telemetria akustyczna Wiśloka m. Jasto. RZGW Kraków 2017.
7. Tokarz W. Wiszniewska A. Klich M. 2021. Monitoring telemetryczny urządzeń migracji ryb wykonanych w ramach realizacji projektu pn.: „Przywrócenie ciągłości ekologicznej i realizacja działań poprawiających funkcjonowanie korytarza swobodnej migracji rzeki Białej Tarnowskiej” RZGW Kraków 2021.
8. Norma: Water quality. Guidance for assessing the efficiency and related metrics of fish passage solutions using telemetry. BS EN 17233:2021
9. GUS 2016. Ochrona środowiska. Environment. Warszawa
10. Identyfikacja presji w regionach wodnych i na obszarach dorzeczy. Baza danych PGW Wody Polskie 2021. <https://orka2.sejm.gov.pl/INT9.nsf/klucz/ATTCKMHGK/%24FILE/i35461-o1.pdf>

# Powódź w Polsce we wrześniu 2024 i nowe podejście do ochrony przeciwpowodziowej

**Powódź jaka wystąpiła we wrześniu tego roku na terenie lewobrzeżnego dorzecza górnej Odry miała symptomy powodzi błyskawicznej z kilkudniowymi opadami ok. 400 mm. Objęła ona stosunkowo niewielki obszar kraju (3 województwa), ale spowodowała ogromne straty gospodarcze, społeczne oraz ekologiczne na tym terenie. Przebieg powodzi wykazał, że nie byliśmy do niej należycie przygotowani zarówno pod względem technicznym jak i organizacyjnym. Celem tej publikacji jest przedstawienie, na tle powodzi z września 2024 r., propozycji odmiennego, niż dotychczas, podejścia do ochrony przeciwpowodziowej.**

**P**owodzie były, są i będą. Problem jest jednak w tym, że te ekstremalne pojawiają się coraz częściej, bezwzględna wartość tych zjawisk jest coraz większa, przebieg ich jest coraz szybszy i przynoszą coraz większe straty. Co więcej, istniejące metody ochrony przeciwpowodziowej coraz częściej nie przynoszą spodziewanego skutku. Coraz większy wpływ na częstotliwość i charakterystykę powodzi mają zmiany klimatyczne. Co więc należy zrobić, aby osiągnąć zamierzony skutek ochrony przeciwpowodziowej w świetle postępujących zmian klimatycznych?

## Definicja i częstotliwość powodzi

Powodzie to najczęściej występujące zagrożenia naturalne dla ludzi, ich mienia i działalności człowieka na kuli ziemskiej. Dotyczą one obecnie największej liczby ludzi, niż jakiegokolwiek inne naturalne lub antropogeniczne zjawiska takie jak susze, sztormy, huragany, pożary lasów czy okresy wysokich lub niskich temperatur. W 2021 r. zanotowano na świecie ponad 200 dużych powodzi, które w sposób bezpośredni lub pośredni dotknęły ponad 30 milionów ludzi. Prognozy wskazują, że w 2030 r., to jest za niecałe 6 lat, liczba ludności narażonej na powodzie może się nawet podwoić w stosunku do stanu obecnego, mimo planowanych dużych inwestycji w infrastrukturze wodnej. Według Biura do spraw Ograniczenia Ryzyka Klęsk Narodów Zjednoczonych liczba powodzi w dwudziestoleciu 2000–2019 podwoiła się w stosunku do dwudziestolecia 1980–1999.

Powodzie są częścią gospodarki wodnej, zajmującej się całokształtem zagadnień związanych z zasobami wodnymi, ich zagospodarowaniem i wykorzystaniem [3]. Ostatnio wszystkie te dziedziny zaczynają być od siebie zależne i powinny spełniać

zasadę zrównoważonego rozwoju. Przez wiele lat powodzie traktowane były często jako wyodrębnione zjawisko powodujące jednak ogromne straty ekonomiczne, społeczne, środowiskowe, a nawet śmierć ludzi i zwierząt. Coraz częstsze pojawianie się powodzi w dużej mierze zależy od zmian klimatycznych, które powodują wystąpienie sytuacji coraz bardziej nieprzewidywalnych. Powódź w Prawie Wodnym [5] jest definiowana jako czasowe pokrycie przez wodę terenu, normalnie niepokrytego wodą, powstałe na skutek wezbrania wody w ciekach naturalnych, zbiornikach wodnych, kanałach lub od strony morza w wyniku pływów lub śpiętrzeń wiatrowych.

Woda obecnie staje się jednym z kluczowych czynników rozwoju ekonomicznego i społecznego. Dotyczy to oczywiście wody słodkiej, której ilość na kuli ziemskiej w cyklu hydrologicznym jest ograniczona i stała. Wynosi ona zaledwie ok. 2,5% całej wody, jaka znajduje się na kuli ziemskiej. Ilość wody słodkiej, jaka występuje w wodach powierzchniowych (rzeki, jeziora, zbiorniki sztuczne, mokradła) to zaledwie 0,4% całej wody słodkiej. 70% wody słodkiej znajduje się w lodowcach, a ok. 29% w wodach podziemnych. Generalnie możemy przyjąć, że większość powodzi ma miejsce w wodach śródlądowych (rzeki, jeziora, zbiorniki, mokradła), ale część tzw. powodzi sztormowych ma miejsce na wodach przejściowych (strefa przybrzeżna mórz i ujścia rzek) [3].

Człowiek od wielu lat starał się zabezpieczyć przed powodzią i jej skutkami na kolejnych etapach rozwoju społecznego. Pierwszym sposobem, jaki powszechnie stosowano, było odsunięcie wody od ludzi. Polegało to na budowie obwałowań, zapór, polderów czy kanałów ulgi. W wielu przypadkach była to działalność

skuteczna, jednakże często wymagająca dużych nakładów środków, które nie zawsze uzasadniały ostateczny cel. Powstała wtedy idea odsunięcia ludzi od wody. Było to przeniesienie zabudowań czy fabryk na wyżej położone miejsca, gdzie nie sięgał nawet wysoki przybór wody. W praktyce nie było to zawsze możliwe do zrealizowania bądź wymagało wysokich nakładów.

Okazało się, że jest wiele przypadków, gdzie jakiś teren lub miejscowość jest regularnie zalewana na krótki okres i do niewysokiego poziomu. Powstała więc idea — nauczyć się żyć z powodzią. Polegało to na tym, że wszystkie budynki były zabezpieczane specjalnymi żaluzjami, tak aby woda nie zalała mieszkań na parterze ani nie wlała się do piwnic. Wymagało to oczywiście dobrej prognozy wystąpienia wezbrania i przygotowania odpowiednich zabezpieczeń.

Prawdziwą rewolucję w ochronie przeciwpowodziowej wprowadziła Dyrektywa Powodziowa UE w 2007 r. [1]. Dotychczas zawsze mówiliśmy o zagrożeniu powodziowym. Dyrektywa powodziowa wprowadziła pojęcie ryzyka powodziowego. Jest to kombinacja prawdopodobieństwa wystąpienia powodzi na określonym terenie i negatywnych jej skutków dla zdrowia ludzi, środowiska, działalności gospodarczej czy dziedzictwa kulturowego. Ten sposób podejścia do ochrony przeciwpowodziowej załamał się obecnie, bowiem określenie prawdopodobieństwa powodzi na danym terenie lub obiekcie w świetle zmian klimatycznych stało się całkowicie wątpliwe.

W ochronie przeciwpowodziowej powszechnie stosowane są środki techniczne w postaci różnego rodzaju budowli hydrotechnicznych i środki nietechniczne polegające na odpowiednich wcześniejszych prognozach, przygotowaniach odpowiedniego sprzętu, dróg ewakuacji i edukacji społeczeństwa. Zwolennicy obu tych metod uważali, że ich sposób podejścia jest właściwy i rozwiązuje problem. Jest to błędne podejście, bowiem obie te metody powinny mieć równoległe należyte miejsce w ochronie przeci-

powodziowej. Polska gospodarka wodna jest niestety daleko w tyle za gospodarzami wodnymi wielu krajów UE, które poświęciły w przeszłości dużo więcej uwagi temu problemowi. Żaden powojenny polski rząd nie traktował gospodarki wodnej priorytetowo, mimo że Polska posiada bardzo skromne zasoby wodne i dodatkowo bardzo słabo rozwiniętą infrastrukturę hydrotechniczną tworzącą niewielką pojemność retencyjną wody w dużych i małych zbiornikach.

### Przebieg i charakterystyka powodzi 2024

Na początku września 2024 r. nad Europą Środkową pojawił się rozległy i głęboki Niż Genueński, który wywołał bardzo intensywne i wysokie opady deszczu w Europie Środkowej. W Polsce objął on obszar trzech województw: dolnośląskiego, opolskiego i śląskiego zawierających około 30 powiatów., położonych na stokach Sudeków. Obszar ten stanowi lewostronne dorzecze górnej Odry z dopływami do Odry takich rzek jak: Bóbr, Kaczawa, Bystrzyca, Ślęza, Oława i Nysa Kłodzka. Są to rzeki o niewielkiej długości, ale dużym spadku podłużnym, które charakteryzują się stosunkowo małym przepływem średnim, ale w przypadku intensywnego opadu zamieniają się szybko w rwące rzeki. Największa z nich to Nysa Kłodzka o długości 182 km i powierzchni zlewni 4 565 km<sup>2</sup>. Jej średni przepływ przy ujściu do Odry wynosi 50 m<sup>3</sup>/s. We wrześniu 2024 r. istniały ostrzeżenia lokalne i zagraniczne o możliwości wystąpienia wysokich opadów na tym terenie, co dla rzek znajdujących się na obszarze dorzecza górnej Odry mogło skutkować poważną powodzią. Nie przypuszczano jednak, że groźna sytuacja wystąpi tak szybko i będzie tak krytyczna. W wyniku wzrastających opadów na wszystkich rzekach tego obszaru wystąpił bardzo szybko wzrost przepływu przekraczający stany ostrzegawcze i alarmowe.

Niewielkie zazwyczaj rzeki zamieniły się szybko w rzeki o dużym i rwącym przepływie powodującym zagrożenie dla wałów przeciwpowodziowych, a tym samym dla ludzi i ich mienia. Zalane zostały drogi oraz przerwana łączność telefoniczna. W wielu miejscach zabrakło wcześniejszego ostrzeżenia o nadciągającej fali powodziowej i koniecznej ewakuacji ludności oraz zabezpieczenia mienia. Takiego scenariusza wydarzeń nikt nie przewidywał.

### Zbiorniki retencyjne, ich znaczenie i awarie

Na obszarze objętym powodzią we wrześniu 2024 r. znajdowało się szereg zbiorników retencyjnych, suchych i mokrych, które odegrały istotne znaczenie w przebiegu powodzi. Największym i najważniejszym jest suchy zbiornik Racibórz na rzece Odrze o pojemności 185 mln m<sup>3</sup> i powierzchni 26,3 km<sup>2</sup>. W przyszłości zamierza się przekształcić go w zbiornik mokry. Zbiornik został uruchomiony oficjalnie w czerwcu 2020 r. Oprócz niego istnieje polder Buków o pojemności do 50 mln m<sup>3</sup>. Oba zbiorniki zostały napełnione falą powodziową idącą z Czech i zapewniły obniżenie przepływu w Odrze tak, że nie spowodował on zniszczeń w Opolu i Wrocławiu.

Na Nysie Kłodzkiej znajduje się kaskada czterech zbiorników retencyjnych. Są to: Topola, Kozielno, Otmuchów i Nysa. W zlewni Nysy znajduje się jeszcze zbiornik suchy w Stroniu Śląskim na potoku Morawka, dopływie Białej Łądeckiej (dopływ Nysy Kłodzkiej) oraz zbiornik Słup na Nysie Szalonej (dopływ Kaczawy). Zbior-

nik Topola położony najwyżej w kaskadzie Nysy Kłodzkiej został uruchomiony w 2003 r. Posiada on pojemność 22 mln m<sup>3</sup> i zajmuje powierzchnię 3,4 km<sup>2</sup>. Kolejny zbiornik Kozielno o pojemności 16 mln m<sup>3</sup> i powierzchni 3,5 km<sup>2</sup> został oddany do użytku w 2003 r. Następny zbiornik Otmuchów posiada pojemność retencyjną 130 mln m<sup>3</sup> i zajmuje powierzchnię 21 km<sup>2</sup>. Został on oddany do eksploatacji w 1933 r. Ostatni w Kaskadzie jest zbiornik Nysa o pojemności 122 mln m<sup>3</sup> i powierzchni 20 km<sup>2</sup>, który został oddany do eksploatacji w 1972 r. Zbiornik Słup na Nysie Szalonej oddany do eksploatacji w 1978 r. posiada pojemność 37 mln m<sup>3</sup> i zajmuje powierzchnię 4,9 km<sup>2</sup>. Przepust między zaporą zbiornika Topola i Kozielno uległ awarii 16 września, co stanowiło poważne zagrożenie (Fot. 1). Jednakże położone poniżej zbiorniki Kozielno, Otmuchów i Nysa przejęły zwiększony przepływ i zagrożenie zostało zażegnane.

Dużo gorsza sytuacja wystąpiła na zbiorniku Stronie Śląskie, który posiada pojemność 1,4 mln m<sup>3</sup> i jest typowym suchym zbiornikiem przeciwo-



Fot. 1. Awaria przepustu między zbiornikiem Topola i Kozielno (w kółku usytuowanie obu zbiorników)



Fot. 2. Zapora w Stroniu Śląskim – stopień zniszczeń części ziemnej

Zdjęcie: Grzesiek Pomietto, Remiza.com.pl

Zdjęcie: Zaklodko.pl

wodziowym. Został wybudowany w latach 1906–1908 i przeszedł szereg modernizacji. Zamyka dolinę potoku Morawka o szerokości ok. 300 m. Środkowa część zapory jest murowana z kamienia, a pozostała część jest konstrukcji ziemnej. W części murowanej znajdują się upusty denne i przelew mogące przeprowadzić przepływ ok. 70–80 m<sup>3</sup>/s.

Zbiornik spełnił swoje zadanie w czasie kilku powodzi, a nawet w czasie słynnej powodzi w 1997 r. Od 14 do 15 września 2024 r. w rejonie zbiornika opad deszczu wyniósł ok. 350 mm. Zbiornik został szybko napełniony przepływem potoku Morawka. Dopływ do zbiornika wyniósł ponad 300 m<sup>3</sup>/s, co znacznie przekraczało jego możliwości odpływowe. W tej sytuacji nastąpiło przepełnienie zbiornika, przerwanie zapory ziemnej, która została rozmyta i nastąpiło całkowite szybkie opróżnienie zbiornika powodując poważną falę powodziową na rzece Białej Łądeckiej i Nysie Kłodzkiej w miejscowościach Stronie Śląskie, Łądek Zdrój i Kłodzko (fot. 3). Taka sytuacja jest zawsze niezwykle groźna i przynosi wielkie straty, bo nikt nie przewiduje awarii takiej budowli. Dziś straty spowodowane tylko awarią tego zbiornika szacuje na ponad miliard złotych. Dlatego obecnie priorytetem jest sprawdzanie przepustowości zapory zamykającej zbiornik i zaprojektowanie awaryjnego przelewu w przypadku przekroczenia tego przepływu. Warto przypomnieć, że takie awarie wystąpiły

w 2001 r. na Kanale Raduni i na zbiorniku Srebrzysko w Gdańsku [2].

### Zniszczenia wywołane powodzią i ich konsekwencje

Określenie szkód i różnego rodzaju zniszczeń jest niezwykle trudne, a niekiedy wręcz niemożliwe zanim nie nastąpi całkowity odpływ wód powodziowych. W przypadku tej powodzi okazało się, że szkody wyrządzone przez płynącą wodę były wprost niewyobrażalne. Zniszczeniu uległa infrastruktura hydrotechniczna w postaci rozmytych zapór ziemnych i wałów przeciwpowodziowych, wiele dróg uległo zniszczeniu lub stało się nieprzejezdnych, liczne budynki mieszkalne lub użyteczności publicznej uległy częściowemu lub całkowitemu zniszczeniu. Również wiele mostów uległo zniszczeniu. Jednak najbardziej znaczącym ze społecznego punktu widzenia był zniszczony dobytek ludzi w ich mieszkaniach na parterze i w piwnicach. Wiele prywatnych domów uległo całkowitemu lub częściowemu zniszczeniu. Wiele sprzętu domowego jest zniszczone, a niektóre domy nie nadają się do odbudowy. Warto zwrócić uwagę na fakt, że większość nieruchomości i mienia ruchomego nie była ubezpieczona. Powstało wiele kontrowersji: kto winien jest braku wcześniejszego ostrzeżenia, odpowiedniej akcji ewakuacyjnej czy częściowego lub pełnego zabezpieczenia mienia i nieruchomości. Odpowiedź na to pytanie nigdy nie będzie jednoznaczna, szczegól-

nie w sytuacjach, kiedy przebieg zdarzeń powodziowych był niezwykle szybki. Nie jestem w stanie udzielić jednoznacznej odpowiedzi na te pytania, bowiem problemy te są nieraz bardzo kontrowersyjne i trudne do oceny. Z pewnością powstanie odpowiedni zespół rządowy, który dokona całościowej oceny przebiegu powodzi i zniszczeń, jakie ona wyrządziła. Najważniejsze będzie jednak dokonanie oceny, w jaki sposób należy dokonać odbudowy zniszczeń. Czy wracamy do stanu przed powodzią, czy proponujemy nowe rozwiązanie odpowiadające przyszłościowym uwarunkowaniom i wymaganiom.

To jedna strona medalu. Z drugiej strony mamy rząd, lokalne władze administracyjne, odpowiednie agendy odpowiedzialne za bezpieczeństwo powodziowe, za systemy drogowe czy kolejowe, łączność telefoniczną, dostarczenie energii elektrycznej czy wody. Nie mówiąc o szkołach czy szpitalach. Rząd musiał szybko podjąć decyzje o wypłatach zapomóg bezzwrotnych i pożyczkach potrzebnych na usunięcie zniszczeń i odbudowę. To są decyzje, które muszą być podjęte jak najszybciej i w takim tempie realizowane.

### Ocena powodzi we wrześniu 2024

Powódź we wrześniu 2024 r. była typową powodzią błyskawiczną i powodzią miejską. Trudno porównać ją z powodzią jaka miała miejsce w 1997 r. Tamta powódź trwała dużo dłużej i objęła zarówno dorze-

Źródło: Jarosław Perduła



Fot. 3. Zniszczenia po powodzi w Kłodzku i Łądku Zdroju, widoczne ślady maksymalnego poziomu wody

Źródło: Damian Daskowski



cze Wisły jak i Odry. W tym roku powódź objęła jedynie tereny lewobrzeżnych dopływów górnej Odry. W 1997 r. głównym problemem była rzeka Odra nieprzystosowana do tak wysokiego przepływu, jaki wystąpił, powodując straty w Opolu i Wrocławiu. W powodzi 2024 r. pozytywną rolę w tym względzie spełnił zbiornik Racibórz. W obecnej powodzi 16 września 2024 r. RM wydała Rozporządzenie o wprowadzeniu stanu klęski żywiołowej na terenach objętych powodzią. Wynikało to z ogromnych zaburzeń wysokim przepływem rzek przez miasta, powodującym ogromne zniszczenia, przerwaniem systemu komunikacji lądowej przez zalanie wielu dróg, zaburzeniem systemu ochrony zdrowia (szpitale) czy edukacji (szkoły). Nie działał system komunikacji telefonicznej, doprowadzenia energii elektrycznej ani wody zdatnej do picia. Trudno oczekiwać, aby władze lokalne czy rządowe potrafiły sprawnie działać w obliczu takiego kataklizmu. Mankamentem władz administracji rządowej był jednak brak wcześniejszych ostrzeżeń o nadchodzącej powodzi w świetle istniejących prognoz meteorologicznych o zbliżających się wysokich opadach. W ocenie obecnej powodzi należy jednak podkreślić aktywną postawę ludzi w lokalnych społecznościach, którzy w trudnych warunkach pogodowych potrafili zjednoczyć się w ochronie wałów przeciwpowodziowych i pomocy potrzebującym.

### **Uwagi dotyczące prezentacji w telewizji przebiegu powodzi**

Powódź jest niezwykle spektakularnym wydarzeniem, bardzo chętnie relacjonowanym przez telewizję. Najczęściej pokazywane są obrazy przedstawiające płynącą wodę ulicami i zalewającą domy usytuowane wzdłuż tych ulic. Często w tych relacjach zabrakło jednak dokładnego określenia miejscowości, skąd ten obraz pochodzi oraz nazwy rzeki, jaka jest przedstawiana. Przeciętnemu widzowi nic nie mówi informacja, że stan wody wynosi ileś tam centymetrów czy wzrósł lub opadł o ileś centymetrów. Taka informacja nie jest wartościowa dla przeciętnego widza. Dla specjalistów więcej mówiącą jest informacja, że obecny stan jest powyżej lub poniżej stanu ostrzegawczego czy alarmowego.

Jednym z bardzo powszechnie pokazywanych sytuacji było napełnianie worków piaskiem i dostarczanie ich na miejsca podwyższenia wałów lub ich wzmocnie-

nia przed rozmyciem. Na sprawę tą można spojrzeć w dwojaki sposób. Z jednej strony jest to pokazanie ogromnego zaangażowanie ludzi ze społeczności lokalnej, którzy nieraz w deszczu, w nocy napełniali i nosili worki z piaskiem na niebezpieczne miejsca w wałach przeciwpowodziowych. Z drugiej strony należy zadać sobie pytanie, gdzie były wcześniej odpowiedzialne za taką sytuację władze wodne, które powinny przewidzieć konieczność podwyższenia wałów lub ich wzmocnienia na suchu w warunkach niskich przepływów, co byłoby dużo prostsze i mniej kosztowne.

### **Przyszłość ochrony przeciwpowodziowej**

Powódź 2024 powoli staje się historią. Była to powódź o niezwyklej genezie oraz przebiegu. Dotychczas mówiliśmy, że zmiany klimatyczne występują coraz częściej, a bezwzględna wartość tych zmian jest coraz wyższa. Ta powódź uzmysłowiła nam również, że zmiany następują bardzo szybko. Nie można czekać z podjęciem działaniem po pierwszych alarmujących prognozach, bo opóźnienia decyzji mogą być bardzo kosztowne, a nawet spowodować śmierć ludzi. Ze wstępnych ocen wynika, że dotychczasowe podejście do ochrony przeciwpowodziowej nie zdało egzaminu i wymaga poważnej zmiany. Obecnie ocenia się skutki powodzi, podejmuje się działania mające na celu odbudowę zniszczeń, ocenę strat społecznych, gospodarczych i ekologicznych. Powstaje zasadnicze pytanie, co robić dalej z ochroną przeciwpowodziową w sensie globalnym i krajowym [4]. Można niewiele robić i zakładać, że następna powódź lub susza nie nastąpi szybko, a oszczędności z tego tytułu będą wyższe od strat wywołanych przyszłym kataklizmem. Można przyjąć dotychczasowy sposób podejścia do ochrony przeciwpowodziowej, ale jak pokazała ta powódź, przyszłe rozwiązania często muszą być inne niż dotychczasowe. Dlatego trzeba przewidzieć kanały ulgi omijający miasto, gdy wysoki przepływ rzeki przez miasto nie jest możliwy. Wystąpienie takiej powodzi wymaga dużo lepszej organizacji w ocenie zniszczeń, wyplaty odszkodowań i podjęcia napraw.

Obecnie wśród specjalistów od ochrony przeciwpowodziowej rysuje się postępowanie oparte na trzech następujących etapach. Biorą one przede wszystkim pod uwagę wpływ zmian klimatycznych. Są to:

- łagodzenie przyczyn powstawania sytuacji ekstremalnych wywołanych zmianami klimatycznymi,
- dostosowanie terenu lub obiektów hydrotechnicznych do wstąpienia stanów,
- rekonstrukcja zniszczeń i zmian powodziowych.

### **Łagodzenie przyczyn i zagrożeń powodzi**

Jest to działanie globalne i długookresowe. Wiadomo, że już przekroczyliśmy punkt krytyczny, jeżeli chodzi o temperaturę na kuli ziemskiej. Chcemy ją obniżyć, a przede wszystkim nie podwyższać przez redukcję gazów cieplarnianych (głównie CO<sub>2</sub>). Służyć temu ma wyłączenie elektrowni ciepłych i zastępowanie ich energią wiatrową czy fotowoltaiczną (OZE). Nie jest to jednak proces prosty. Wiadomo, że nadal globalnie ponad 60% energii elektrycznej wytwarzanych jest w dużych elektrowniach ciepłych (klasycznych), rozbudowany jest przemysł wydobywczy i transportowy węgla, gdzie pracują tysiące ludzi. Zastępowanie elektrowni ciepłych elektrowniami wiatrowymi czy fotowoltaicznymi nie jest proste i napotyka na problemy przesyłu i magazynowania energii. Dziś jedynymi zbiornikami energii w dużej skali, są elektrownie szczytowo-pompowe, których sprawność osiąga już nawet 80%.

Zielony ład proponowany przez UE idzie w kierunku redukcji emisji gazów cieplarnianych, ale już dziś wielu polityków jest temu ładowi przeciwnych, mówiąc o znacznych podwyżkach kosztów budowy domów (izolacja termiczna) czy podwyższenia kosztów produkcji rolnej. Jest to myślenie w skali lokalnej i krótkookresowej, a nie globalnej i wieloletniej. Zrównoważony rozwój to wytwarzanie takiej ilości gazów cieplarnianych, które będą w stanie skosumować nasze lasy. Moim zdaniem nie ma alternatywy dla odnawialnych źródeł energii i połączenia tego procesu ze zrównoważoną gospodarką wodną.

Jednym z bardzo istotnych działań na rzecz zmniejszenia wpływu zmian klimatycznych jest zwiększenie pojemności w zbiornikach retencyjnych. Zmiany klimatyczne wywołują coraz większe zróżnicowanie opadów, zarówno czasowe jak i przestrzenne. Musimy tę nieregularność łagodzić magazynowaniem wody w zbiornikach. Chodzi o zwiększenie pojemności retencyjnej suchej dla przejścia niespodziewanego opadu i wykorzystania go później do róż-

nych celów. Pojemność mokra to zbiorniki stale wypełnione wodą do wykorzystania dla różnych celów. Warto przypomnieć, że Polska ma jeden z najniższych wskaźników pojemności retencyjnej ze wszystkich krajów UE (6,5% średniego rocznego odpływu). Osiągnięcie poziomu retencji 10%, jaki posiada wiele krajów UE będzie bardzo trudne i wymagać będzie wielu nowych inwestycji hydrotechnicznych. Należy oczywiście oczekiwać protestów ekologów dla tworzenia nowych zbiorników, którzy sugerują, że ten cel można realizować przez zwiększenie mokradeł, pojemności wody w glebie, na terenie lasów czy zwiększając tzw. pojemność korytową rzek. Są to pewne możliwości zwiększenia pojemności retencji, które jednak nie rozwiązują zasadniczego celu.

### Dostosowanie do ekstremalnych zmian klimatycznych

Dostosowanie do przyszłościowych zmian klimatycznych istniejących i projektowanych budowli hydrotechnicznych jest niezwykle trudne. Istniejące budowle zostały zaprojektowane w oparciu o obowiązujące w tym czasie zasady oparte na odpowiednich analizach danych hydrologicznych. Szczególnie maksymalna przepustowość budowli była dokładnie badana na modelach hydraulicznych. Z reguły nie przyjmowano konieczności dodatkowych przelewów bezpieczeństwa w przypadku pojawienia się przepływu większego od projektowanego w przekroju budowli. Przelanie się wody ponad koroną zapory betonowej jest groźne, ale zazwyczaj nie prowadzi do zniszczenia obiektu. W przypadku zapór o konstrukcji ziemnej lub narzutowej, przelanie się wody ponad koroną obiektu prowadzi do rozmycia zapory i gwałtownego opróżnienia całego zbiornika, powodując gigantyczną powódź poniżej. Pokazała to dobitnie awaria zapory Stronie Śląskie w czasie powodzi w Polsce w 2024 r. czy awaria obwałowania Kanału Raduni w Gdańsku w 2001 r. [2]. Przelew bezpieczeństwa musi być tak skonstruowany, aby zapewnić zwiększony przelew wody, ale stabilność konstrukcji zapory.

Trzeba zdawać sobie sprawę z istnienia tysięcy budowli piętrzących, w których należy sprawdzić zdolność przepustową obiektu (przelewy, upusty denne) i w przypadku jej niewystarczającej wielkości znaleźć miejsce na konstrukcję dodatkowego przelewu bezpieczeństwa. Konieczne jest

również sprawdzenie czy dodatkowy przepływ przez przelew bezpieczeństwa nie spowoduje zniszczeń poniżej budowli. W przypadku odbudowy miasta ze zniszczeń wywołanych przepływem wody w istniejącej rzece, należy zastanowić się, czy nadal przewidujemy przepływ rzeki przez miasto, czy zaprojektujemy kanał ulgi w przypadku przepływu zagrażającego jego infrastrukturze. Istnieje dylemat — czy odbudowujemy tak jak to było poprzednio, czy odbudowujemy biorąc pod uwagę inne przyszłościowe rozwiązania. W przypadku wałów przeciwpowodziowych konieczne jest ocenienie ich wysokości i stabilności na wystąpienie zwiększonego przepływu z ewentualną konstrukcją polderów, czy wybór miejsca ich awaryjnej rozbiórki, aby obniżyć przepływ w rzece przez zalanie bezużytecznych terenów.

Powódź we wrześniu 2024 r. oprócz licznych zaskoczeń o charakterze technicznym stworzyła również szereg problemów organizacyjnych, takich jak komunikacja drogowa, połączenia telefoniczne, zaopatrzenie w wodę i energię elektryczną, ewakuacja szpitali czy przerwa w zajęciach szkolnych. Są to tzw. działania nietechniczne, z którymi lokalne organizacje powinny wcześniej się zapoznać i opracować odpowiednie procedury. Te wszystkie działania muszą być zrealizowane w okresie normalnego przepływu w rzekach, a nie dopiero w momencie pojawienia się powodzi. Rozpatrując wszelkiego rodzaju zabezpieczenia przeciwpowodziowe, konieczne jest też wzięcie pod uwagę problemów suszy, która jest również bardzo poważnym kataklizmem związanym z gospodarką wodną.

### Rekonstrukcja

Po powodzi okazało się, że konieczne jest wykonanie wielu czynności takich jak ocena szkód — zniszczone lub uszkodzone domy, mosty, odcinki dróg, sieć energetyczna, system telefoniczny czy zniszczone wały przeciwpowodziowe i obiekty hydrotechniczne. Te działania muszą być wykonane szybko i przez fachowców posiadających odpowiednią wiedzę. Sprawne wykonanie tych ocen konieczne jest ze względu na określenie wysokości i ilości zapomóg bezwrotnych, określenia wysokości i oprocentowania specjalnych pożyczek służących odbudowie. Przed rozpoczęciem odbudowy jest niezwykle pracochłonne oczyszczenie terenu ze wszelkiego rodzaju odpadów i ich usunięcie.

### Podsumowanie

Tegoroczna powódź o charakterze powodzi błyskawicznej i miejskiej we wrześniu 2024 r. była wydarzeniem związanym ze zmianami klimatycznymi o olbrzymich kosztach ekonomicznych, społecznych, a nawet ekologicznych. Stanowi ona poważne ostrzeżenie, że dalsze traktowanie szeroko pojętej gospodarki wodnej w Polsce w sposób drugorzędny z niewystarczającymi funduszami na jej utrzymanie i rozwój, będzie prowadzić do ogromnych strat społecznych i gospodarczych [3].

Już dziś mówi się, że szczególne zniszczenia wywołane tylko awarią zapory i suchego zbiornika Stronie Śląskie poprzez potok Morawka, Biała Łądecka i Nysa Kłodzka w Stroniu Śląskim, Łądku Zdroju i Kłodzku będą kosztować gospodarkę ok. jeden miliard złotych.

Dziś gospodarka wodna znajdująca się w Spółce Skarbu Państwa — Wodnej Wody Polskie podlega jest Ministerstwu Infrastruktury. Moim zdaniem ze względu na niskie zasoby wodne Polski, skromny zasób infrastruktury wodnej i niski poziom retencji, jak również bardzo istotną rolę wody w rozwoju gospodarczym kraju gospodarka wodna powinna stanowić oddzielne Ministerstwo, a przynajmniej samodzielny urząd podległy bezpośrednio Prezesowi Rady Ministrów. Silnym ostrzeżeniem dla Polski w sprawach gospodarki wodnej i ochrony przeciwpowodziowej powinna być powódź, która w październiku tego roku nawiedziła wschodnią część Hiszpanii (Walencja) powodując śmierć ponad 200 osób.

#### Wojciech Majewski

Institut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku  
e-mail: w.majewski7@chello.pl

#### Bibliografia:

1. Dyrektywa powodziowa UE, 2017, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa
2. Majewski W., 2010, Powódź w Gdańsku w lipcu 2001, Wydawnictwo IMGW PIB Warszawa
3. Majewski W., 2020, Wprowadzenie do Inżynierii i Gospodarki Wodnej, Wydawnictwo Instytutu Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku
4. Majewski W., 2024, Powódzie, Wydawnictwo Instytutu Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku (w druku)
5. Ramowa Dyrektywa Wodna, 2000, Ministerstwo Infrastruktury, Warszawa

# Zrównoważony rozwój hydroenergetyki w praktyce

**Standard Zrównoważonej Hydroenergetyki (Hydropower Sustainability Standard — HSS) daje impuls projektom na całym świecie, pomagając zwiększyć ich tempo realizacji oraz generować trwałe korzyści dla ludzi, środowiska i klimatu. Przykłady z Malezji, Szkocji, Islandii i Brazylii pokazują, że systematyczne doskonalenie pozwala zamienić ambitne plany w realne, zrównoważone efekty.**

**H**ydroenergetyka, jeśli jest rozwijana w sposób odpowiedzialny, może odgrywać kluczową rolę w budowaniu czystej i bezpiecznej przyszłości energetycznej. Jednak tworzenie i eksploatacja zrównoważonych elektrowni wodnych wymaga czegoś więcej niż tylko solidnej inżynierii. Projekty muszą być odporne środowiskowo i społecznie, zgodne z międzynarodowymi standardami oraz stale doskonalone na każdym etapie swojego cyklu życia.

## Wyznaczanie nowych standardów w zrównoważonej hydroenergetyce

Standard Zrównoważonej Hydroenergetyki (HSS) oferuje deweloperom, operatorom i inwestorom ramy do oceny, poprawy i certyfikacji projektów hydroenergetycznych według światowych kryteriów środowiskowych, społecznych i ładu korporacyjnego (ESG). Certyfikacja HSS nie jest celem samym w sobie, lecz elementem ciągłego procesu doskonalenia — pozwala projektom wskazać obszary do poprawy, działać w ich zakresie i przynosić trwałe korzyści dla lokalnych społeczności i ekosystemów. Cztery niedawne certyfikacje — w Malezji, Islandii, Brazylii i Szkocji — pokazują, jak HSS kształtuje lepsze rezultaty i buduje pewność, że energetyka wodna może być rozwijana w sposób odpowiedzialny.

## Wypełnianie luk i budowanie pewności w Malezji

Elektrownia wodna Bakun w Sarawaku w Malezji, będąca największym obiektem hydroenergetycznym w Azji Południowo-Wschodniej, otrzymała srebrny certyfikat HSS we wrześniu 2025 r. Po przejęciu Bakun w 2017 r. Sarawak Energy postawiło sobie za cel podniesienie standardów w obszarach zarządzania środowiskiem, współpracy z interesariuszami oraz ochrony bioróżnorodności. Zespół Hydropower



Fot. 1. Zapora Bakun oraz elektrownia wodna w Sarawaku w Malezji

Sustainability Alliance przeszkolił ponad 100 pracowników z zakresu wdrożenia HSS, a kolejne oceny obiektu pozwoliły wskazać obszary wymagające poprawy.

Początkowa wewnętrzna ocena z 2020 r. została uzupełniona oficjalną oceną HSS w 2024 r. Sarawak Energy wdrożyło zalecenia, opracowując ukierunkowane plany działania: zwiększając zaangażowanie lokalnych społeczności, wzmacniając bezpieczeństwo zapory, poprawiając jakość wody oraz rozszerzając raportowanie ESG. Dzięki tym wysiłkom Bakun uzyskał srebrny certyfikat. Certyfikacja ma na celu pomagać projektom w złożonych, wrażliwych środowiskowo i kulturowo warunkach w systematycznym doskonaleniu i wdrażaniu dobrych praktyk. Sukces Bakun został dodatkowo uhonorowany nagrodą IHA Blue Planet Prize 2025 za osiągnięcia w zakresie zrównoważonego rozwoju. Srebrny certyfikat dla EW Bakun to jednak nie koniec drogi. To ważny etap na ścieżce do zrównoważonego rozwoju, pokazujący, że prawdziwa wartość tych standardów tkwi w ciągłym doskonaleniu i osiąganiu coraz lepszych rezultatów społecznych i środowiskowych.

## Zrównoważony rozwój w praktyce na Islandii

Położony w spektakularnym krajobrazie fiordów i lodowców wschodniej Islandii, projekt hydroenergetyczny Fljótisdalur (największa elektrownia w kraju), uzyskał złoty certyfikat HSS w 2025 r. Ta certyfikacja stanowiła również globalny kamień milowy, pokazujący, że wyróżnione projekty można znaleźć obecnie na wszystkich kontynentach. Zrównoważony rozwój od początku był fundamentem rozwoju i eksploatacji Fljótisdalur. Elektrownia prze-

ływowa o mocy 690 MW emituje wyjątkowo niskie ilości gazów cieplarnianych (1,2 g CO<sub>2</sub>e/kWh) i została zaprojektowana z myślą o adaptacji do zmieniającego się klimatu, będąc jednocześnie wspierana przez implementację kompleksowego programu oceny ryzyka klimatycznego.

Po wstępnej ocenie w 2017 r., która wskazała obszary wymagające poprawy, krajowy operator Landsvirkjun wdrożył działania wzmacniające zarządzanie, efektywność operacyjną i raportowanie. Zrównoważony rozwój stał się integralną częścią działalności firmy, z transparentnym raportowaniem w ramach Global Reporting Initiative<sup>1</sup> (GRI) i Climate Disclosure Project<sup>2</sup> (CDP) oraz ciągłym monitorowaniem wpływu obiektu na środowisko i lokalne społeczności, w celu zapewnienia trwałych pozytywnych efektów.

Ochrona środowiska pozostaje priorytetem. Choć projekt początkowo budził obawy dotyczące zakłóceń ekologicznych, szczegółowe monitorowanie wykazało, że



Fot. 2. Zbiornik wodny Hálslón i zapora Kárahnjúkar w Islandii

<sup>1</sup> międzynarodowa niezależna organizacja normalizacyjna, pomagająca przedsiębiorstwom, rządowi i innym organizacjom zrozumieć i komunikować ich wpływ na takie kwestie jak zmiana klimatu, prawa człowieka i korupcja

<sup>2</sup> międzynarodowa organizacja non-profit, pomagająca firmom, władzom miast, regionów i władzom państwowym w raportowaniu swojego wpływu na środowisko

wiele przewidywanych negatywnych skutków nie wystąpiło. Populacje gatunków wzrosły, zmniejszone przepływy w rzece Jökulsá á Dal przyczyniły się do zdrowszych siedlisk wodnych, a szeroko zakrojone renaturalizacje przeciwdziałały degradacji terenu. Ochrona dziedzictwa kulturowego również została zapewniona. Miejsca archeologiczne zostały udokumentowane i objęte ochroną, a stała współpraca z Agencją Dziedzictwa Kulturowego Islandii gwarantuje, że bogata historia regionu pozostaje nienaruszona. Poprzez eliminowanie niedociągnięć i poprawę skuteczności w zakresie kryteriów ESG, na przykładzie Fljótsdalur pokazano, jak już istniejące projekty hydroenergetyczne mogą osiągać najwyższy poziom spójności z zasadami zrównoważonego rozwoju.

### Zrównoważony rozwój ze wsparciem sektora finansowego

Elektrownia wodna Mascarenhas w Brazylii, pracująca jako obiekt przepływowo od ponad 50 lat, zdobyła złoty certyfikat HSS. Jej historia pokazuje, jak istotną rolę w osiąganiu zrównoważonych efektów mogą odgrywać instytucje finansowe.

Po przejściu elektrowni w 2022 r. przez VH Global Energy Infrastructure plc, zarządzanej przez Victory Hill Capital Partners LLP we współpracy z Paraty Energia, nowi właściciele uczynili certyfikację jednym z kluczowych celów. Ocena w ramach HSS wykazała solidne zarządzanie środowiskiem, dobre relacje pracownicze i efektywną współpracę z lokalnymi społecznościami, a także wskazała zobowiązania dotyczące poprawy zarządzania siedliskami i uporządkowania kwestii własności ziemi. Przykład Victory Hill dowodzi, że sektor finansowy może aktywnie wspierać transformację energetyczną, inwestując w odnawialne źródła energii i dbając, by



Fot. 3. Zapora i elektrownia wodna Mascarenhas w Brazylii

funkcjonowały one zgodnie z najwyższymi standardami odpowiedzialnego zarządzania. Certyfikacja Mascarenhas pokazuje również, że nawet starsze obiekty — jeśli trafią w ręce świadomego i zaangażowanego właściciela — mogą zostać odnowione i dostosowane do współczesnych standardów ESG, jednocześnie zapewniając stabilne dostawy czystej energii i poprawiając wyniki środowiskowe oraz społeczne.

### Zrównoważona przyszłość krok po kroku w Szkocji

W Szkocji, w Wielkiej Brytanii, elektrownia wodna Coire Glas realizowana przez firmę SSE Renewables, w sierpniu 2025 r. stała się pierwszym na świecie projektem elektrowni szczytowo-pompowej, który uzyskał certyfikację HSS, zdobywając status złoty. Jeśli projekt zostanie zatwierdzony i zrealizowany, będzie to największy w Wielkiej Brytanii długoterminowy magazyn energii odnawialnej, zdolny do przechowywania ok. 30 GWh energii elektrycznej.

Na etapie oceny przygotowawczej Coire Glas wyróżnił się w wielu obszarach — od warunków pracy i bezpieczeństwa, przez ład korporacyjny i dialog z interesariuszami, po planowanie środowiskowe. W ramach projektu opracowano szczegółowe plany zarządzania wodą i osadami, przeprowadzono szerokie analizy bioróżnorodności, dziedzictwa kulturowego i wpływu na lokalne społeczności, a także uwzględniono wnioski

z konsultacji w dalszym planowaniu. Audyt wskazał także pola do dalszych usprawnień, m.in. w zakresie ochrony ryb, utrzymania przepływów wód w dolnym biegu rzeki oraz analizy skumulowanego wpływu budowy elektrowni szczytowo-pompowych w szkockim regionie Highlands. Nie są to jednak kwestie krytyczne i mogą zostać rozwiązane przed rozpoczęciem prac budowlanych. Dzięki wczesnemu wychwyceniu niedociągnięć i zaplanowaniu ukierunkowanych działań w oparciu o HSS inwestor Coire Glas pokazuje, w jaki sposób wdrażać zasady zrównoważonego rozwoju już na etapie projektowania inwestycji.

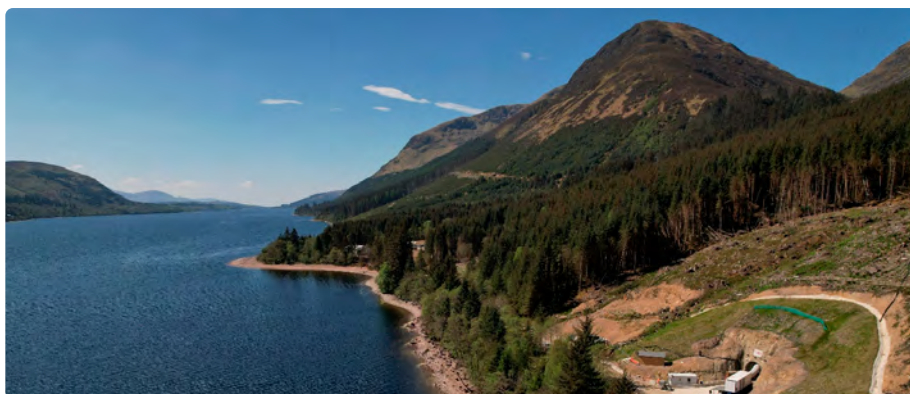
### Proces nieustannego udoskonalania

Od tropikalnych lasów Borneo po szkockie góry w Highlands Standard Zrównoważonej Energetyki Wodnej wyznacza kierunek rozwoju, który łączy troskę o środowisko, społeczeństwo i klimat ze stabilnym wzrostem gospodarczym. Przykłady te dowodzą, że odpowiedzialnie zarządzane elektrownie wodne mogą jednocześnie wzmacniać bezpieczeństwo energetyczne i cele klimatyczne, chroniąc przy tym ekosystemy i lokalne społeczności. Certyfikacja w ramach HSS nie jest celem samym w sobie, lecz etapem na drodze i drogowskazem prowadzącym inwestorów, operatorów i deweloperów do tego, by zasady zrównoważonego rozwoju były obecne w każdym etapie cyklu życia projektu. Innymi słowy — to wzorcowy przykład, jak powinna wyglądać energetyka wodna realizowana we właściwy sposób.



**João Costa**  
Dyrektor generalny  
Hydropower Sustainability Alliance

Zdjęcia pochodzą z archiwum **Hydropower Sustainability Alliance**.



Fot. 4. Zbiornik dolny (Loch Lochy) elektrowni szczytowo-pompowej Coire Glas w Szkocji



**TOWARZYSTWO  
ROZWOJU MAŁYCH  
ELEKTROWNI WODNYCH**

# **Konferencja MEW 2026**

Termin: **25 czerwca 2026 r**

Miejsce: **Hotel Nowodwory, Ciechanowiec**

Szczegóły na: **[www.trmew.pl](http://www.trmew.pl)**

# Polska Konferencja Hydroenergetyczna HYDROFORUM 2026

Augustów, Hotel „Warszawa” / EW Kruonis (Litwa), 21-23 października 2026 r.



## W programie między innymi:

- Uwarunkowania prawno-ekonomiczne i strategia rozwoju
- Inwestycje - wyzwania i trendy technologiczne, w tym: elektrownie szczytowo-pompowe
- Wyzwania klimatyczne i środowiskowe
- Debata HYDROFORUM
- Mała energetyka wodna, w tym: odzysk energii hydraulicznej
- Technologia i eksploatacja w praktyce, w tym: zagadnienia utrzymania ruchu, diagnostyka i optymalizacja pracy, eksploatacja infrastruktury wielozadaniowej
- Prace badawcze i badawczo-rozwojowe, w tym: innowacyjne rozwiązania konstrukcyjne i technologiczne, metody projektowania i analizy układów przepływowych, wytrzymałość i odporność tworzyw konstrukcyjnych
- Wizyta studyjna w EW Kruonis

## Organizatorzy

Towarzystwo Elektrowni Wodnych  
tel.: +48 58 678 79 51, e-mail: [biuro@tew.pl](mailto:biuro@tew.pl)

Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych  
tel.: +48 56 464 96 44, e-mail: [biuro@rmew.pl](mailto:biuro@rmew.pl)

Instytut Maszyn Przepływowych im. R.Szewalskiego PAN  
tel.: +48 58 52 25 139, e-mail: [steller@imp.gda.pl](mailto:steller@imp.gda.pl)

## Partnerzy

- AB „Ignitis Gamyba”, ESP Kruonis
- Voith Hydro GmbH & Co KG
- Litewskie Towarzystwo Energetyki Wodnej

Zapraszamy do udziału w konferencji,  
współpracy oraz sponsoringu.

Dalsze informacje już wkrótce  
na stronie HYDROFORUM  
<https://hydroforum.tew.pl/index.php/pl/>

Współpraca wydawnicza i patronat medialny



beyond the paper

## Organizacja i edukacja

- wyjazdy studyjne
- konferencje
- warsztaty

## Marketing i komunikacja

- obsługa social mediów
- projekty graficzne
- strony internetowe

# ENERGETYKA WODNA

### Skontaktuj się z nami:

tel.: +48 518 304 194

e-mail: [biuro@energetyka-wodna.pl](mailto:biuro@energetyka-wodna.pl)

[www.energetykawodna.info](http://www.energetykawodna.info)