



# Energetyka

PROBLEMY ENERGETYKI I GOSPODARKI PALIWOWO-ENERGETYCZNEJ

ISSN 0013-7294

CENA 29 Zł (w tym 8% VAT)

**9/2020**  
(795)



**70**  
lat

Pierwsza firma pomiarowo-badawcza w Polsce

[www.energopomiar.com.pl](http://www.energopomiar.com.pl)



Pierwsza firma pomiarowo-badawcza w Polsce



ZAKŁAD OCHRONY ŚRODOWISKA


ZAKŁAD TECHNIKI CIEPLNEJ

ZAKŁAD CHEMII I DIAGNOSTYKI

CENTRALNE LABORATORIUM

BIURO DORADZTWA I NADZORU INWESTYCYJNEGO

[www.energopomiar.com.pl](http://www.energopomiar.com.pl)

 @energopomiar



#### **METODYKA**

sprawdzone metody  
badawcze, akredytacje



#### **SPRZĘT**

doskonale wyposażone  
laboratoria stacjonarne i mobilne



wiedza i doświadczenie



### MARKA

tradycje inżynierskie,  
wiarygodność i stabilność



### ZESPÓŁ

specjaliści różnych dziedzin  
o wysokich kompetencjach



## Rada Naukowa / Recenzenci

dr inż. **Jerzy Trzeszczyński** (przewodniczący Rady)

– Pro Novum Sp. z o.o.

prof. Henryk Anglart – AlbaNova, Sztokholm

prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda – Politechnika Warszawska

prof. dr hab. inż. Jerzy Barglik – Politechnika Śląska

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak – Politechnika Śląska, czł. rzec. PAN

dr hab. inż. Waldemar Dolega, prof. PWR – Politechnika Wrocławska

mgr inż. Herbert Leopold Gabryś – ekspert z zakresu energetyki

prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka – Akademia Górniczo-Hutnicza

dr hab. inż. Jacek Kalina, prof. PŚ – Politechnika Śląska

prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat – Politechnika Gdańska

prof. dr hab. inż. Joachim Koziół – Uniwersytet Zielonogórski

mgr inż. Dariusz Lubera – Lubera Consulting

dr inż. Marek Łoboda – Politechnika Warszawska

dr hab. inż. Henryk Majchrzak – Polski Komitet WEC, Politechnika Opolska

inż. Tadeusz Malinowski – INPE

mgr inż. Ryszard Migdański – ZIAD, Bielsko-Biała

prof. dr hab. inż. Józef Paska – Politechnika Warszawska

prof. dr hab. inż. Marian Pasko – Politechnika Śląska

prof. dr hab. inż. Jan Popczyk – Politechnika Śląska

mgr inż. Zbigniew Przedpełski – Węgloloks Energia Sp. z o.o.

dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki, prof. PŚ – Politechnika Śląska

prof. dr hab. inż. Aleksandra Rakowska – Politechnika Poznańska

mgr inż. Sławomir Samek – ENERGOPROJEKT-KRAKÓW SA, PKWSE

mgr inż. Adam Smolik – „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.

mgr inż. Henryk Spierewka – ELBUD w Katowicach Sp. z o.o.

prof. Josef Tlustý – Czech Technical University in Prague

mgr Ewa Trzeszczyńska – Pro Novum Sp. z o.o.

mgr inż. Henryk Tymowski – ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA

prof. dr hab. inż. Andrzej Ziębk – Politechnika Śląska

dr hab. inż. Jarosław Zuwała – Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Redaktor Naczelna

mgr **Iwona Gajdowa**

Zastępca Redaktor Naczelnej

mgr inż. **Bogumił Dudek**

Sekretarz Redakcji / redaktor techniczny

mgr inż. **Klaudia Piekarska**

Redaktor językowy

mgr **Jacek Dubrawski**

Redaktorzy tematyczni

dr inż. **Krzysztof Bodzek**

dr hab. inż. **Roman Krok**

dr inż. **Wojciech Lubicki**

Redaktor statystyczny

mgr inż. **Rafał Czapał**

Księgowość i prenumerata

**Tamara Stromczyńska**

Współpracują z redakcją

mgr inż. **Jerzy Dobosiewicz**, dr hab. inż. **Tomasz Gałka**,

mgr inż. **Ludwik Pinko**, mgr inż. **Edward Ziąja**

Redakcja

ul. Henryka Jordana 25, 40-056 Katowice,

tel.: 32 257 87 85, 32 257 87 86, tel./fax: 32 251 62 09

e-mail: redakcja@elektroenergetyka.pl

www.elektroenergetyka.pl / www.energetyka.eu

Wydawca

SEP COSiW Zakład Wydawniczy Energetyka

ul. Henryka Jordana 25, 40-056 Katowice



Druk

Mdruk Mariusz Czajczyński, Dąbrowa Górnicza

tel. +48 693 410 350

Nakład: do 1500 egzemplarzy

Wersją pierwotną czasopisma jest wydanie papierowe.

Czasopismo jest indeksowane w bazach:

– BazTech (<http://baztech.icm.edu.pl/>)

– INSPEC

– Index Copernicus (<http://journals.indexcopernicus.com/>)

Autor za publikację artykułu w czasopiśmie naukowym „Energetyka” otrzymuje 5 pkt. zgodnie z rozporządzeniem MNIŚW z 22.02.2019 r. w sprawie ewaluacji jakości działalności naukowej.



**Iwona Gajdowa**

Redaktor Naczelna

## Szanowni Państwo,

Oddajemy do Państwa rąk numer inny niż wszystkie tegoroczne. Niezwykły. Został on w całości poświęcony Zakładom Pomiarowo-Badawczym Energetyki „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., które w tym roku obchodzą 70-lecie istnienia i działania.

Przypomnijmy, że dokładnie 1 sierpnia 1950 roku na bazie Centralnego Laboratorium Energetyki w strukturze Zakładów Budowy Elektrowni *Energobudowa* powołano Zakład Badań i Pomiarów ENERGOPOMIAR. Obecną nazwę Firmy wprowadzono w roku 1963. Obecnie ENERGOPOMIAR prowadzi działalność poprzez następujące jednostki organizacyjne: Zakład Techniki Ciepłej, Zakład Ochrony Środowiska, Zakład Chemii i Diagnostyki, Centralne Laboratorium oraz Biuro Doradztwa i Nadzoru Inwestycyjnego.

Największą rolę w utworzeniu ENERGOPOMIARU odegrał Profesor Lucjan Nehrebecki, którego wiedza i osobowość wywarły znamieny wpływ na ukształtowanie profilu działalności Firmy. Profesor pełnił funkcję Dyrektora Technicznego ENERGOPOMIARU, a jednocześnie był kierownikiem Katedry Elektrowni na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej. Jeden z artykułów w niniejszym numerze został poświęcony tej niezwyklej postaci.

Przez 70 lat działalności oferta ENERGOPOMIARU była i jest odpowiedzią na zmiany zachodzące w energetyce. Firmę wyróżniają: szeroki zakres usług oraz referencje, doświadczona i wykwalifikowana kadra inżynierska, nowoczesna aparatura pomiarowo-badawcza i mobilne laboratoria oraz akredytacje i uprawnienia gwarantujące najwyższą jakość usług.

Serdecznie zapraszam do lektury artykułów przygotowanych przez pracowników Firmy – Jubilata.

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść ogłoszeń, reklam i artykułów sponsorowanych. Nie zwraca materiałów niezamówionych oraz zastrzega sobie prawo redagowania i skracania tekstów oraz zamieszczania streszczeń/artykułów na stronie internetowej [www.energetyka.eu](http://www.energetyka.eu). Opinie zawarte w materiałach nie muszą być podzielane przez Redakcję. Przedruk artykułów opublikowanych w „Energetyce” wyłącznie za zgodą redakcji.

Adam SMOLIK  
**Słowo wstępne**..... 415

Maciej BŁASZKOWSKI, Antoni LITWINOWICZ, Aleksandra MATYJA  
**Neutralizacja ścieków alkalicznych za pomocą dwutlenku węgla**..... 417

Piotr PLIS, Bartłomiej DZIUBEK  
**Wtórny rynek mocy – czy znajdują się zainteresowani?**..... 422

Łukasz KOT  
**Ścieki bez amoniaku – bezodpadowa technologia usuwania jonu amonowego ze ścieków z IOS**..... 428

Andrzej KOCHANIEWICZ  
**Technologie ORC – przegląd rozwiązań i możliwości zastosowania w obszarze skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła**..... 433

Rafał CZEKAŁSKI  
**Wsparcie prac pomiarowych i koncepcyjnych za pomocą modelowania matematycznego**..... 440

Robert CHOLEWA  
**Monitoring potrzeb własnych elektrowni w trybie on-line – doświadczenia z implementacji aplikacji wspierających zaawansowaną kontrolę potrzeb własnych**..... 444

Rafał SZYMANOWICZ  
**Bilansowanie energii wytwarzanej w instalacjach termicznego przekształcania odpadów**..... 450

Łukasz KOT, Janusz SKWARA  
**Optymalizacja oczyszczalni ścieków z IOS odpowiedzią na wymagania konkluzji BAT**..... 455

Robert CHOLEWA  
**Aspekty związane z rozliczaniem zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i ciepła dla układów gazowo-parowych**..... 462

Wieńczysław WASIK  
**Regulacyjność bloków gazowo-parowych w kontekście bilansowania oraz obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego**..... 467

Kazimierz ZAMOROWSKI  
**Straty energii przy pracy regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczy powietrza**..... 476

Łukasz TOMCZAK

**Efekty remontu regeneracyjnego obrotowego podgrzewacza powietrza  
potwierdzone pomiarami.....**483

Jacek LEPICH

**Badania wentylatorów i kotłów zgodnie z wymogami dotyczącymi ekoprojektów.....**488

Artur JASIŃSKI

**Uszkodzenia i diagnostyka zasuw instalacji wysokoprężnych.....**495

Michał KWIECIEŃ

**Bezpieczeństwo eksploatacji kotła w aspekcie zużycia powierzchni ogrzewalnych.....**500

Elżbieta JANIGACZ, Agnieszka STACHURA-WĘGIEREK

**Odprowadzanie ścieków przemysłowych do rzek z uwzględnieniem wymagań  
Ramowej Dyrektywy Wodnej.....**504

Magdalena MALARA

**Przegląd prawa dotyczącego odpadów oraz obowiązki prawne i badania  
wymagane w przypadku gospodarowania odpadami paleniskowymi.....**508

Ludwik PINKO

**Profesor Lucjan Nehrebecki – założyciel ENERGOPOMIARU.....**515

Iwona GAJDOWA

**Współpraca redakcji *Energetyki* z ENERGOPOMIAREM na przestrzeni lat.....**518





## *Szanowni Czytelnicy,*

Oddajemy w Państwa ręce specjalny numer miesięcznika „Energetyka”, składający się w całości z artykułów przygotowanych przez pracowników ENERGOPOMIARU. Jest po temu szczególna okazja, gdyż firma obchodzi swoje 70-lecie. Niestety nie można powiedzieć, że ten jubileusz świętujemy. Plan skromnego, acz godnego zaznaczenia tej rocznicy przekreśliła pandemia koronawirusa. Odwołaliśmy wszystkie planowane jubileuszowe imprezy. Podjęliśmy te trudne decyzje kierując się troską o zdrowie i bezpieczeństwo naszych Klientów, partnerów i pracowników oraz ich rodzin.

Szczególnie chciałbym podkreślić fakt, że firma działa mimo trudnych warunków spowodowanych epidemią SARS-CoV-2. Wymagało to wdrożenia rozwiązań i pewnej dyscypliny pracy oraz skupienia się na priorytetach, czyli wykonywaniu pomiarów, analiz laboratoryjnych i usług doradczych dla Klientów. Dziękuję Pracownikom ENERGOPOMIARU, że stanęli na wysokości zadania. Firma zachowała stabilność, którą tak cenimy w tych niepewnych czasach.

Wiele tekstów niniejszego wydania „Energetyki” to referaty, które miały zostać przedstawione przez naszych specjalistów podczas planowanej konferencji Zakładu Techniki Ciepłej. Pozostałe artykuły prezentują problematykę, którą zajmują się pracownicy Zakładu Chemii i Diagnostyki oraz Zakładu Ochrony Środowiska. Mam nadzieję, że szeroki wachlarz poruszanych tematów będzie ciekawą lekturą, a dla autorów, często młodych pracowników, okazją do pokazania się na rynku specjalistów energetyki.

Poruszane tematy dotyczą prac aktualnie wykonywanych przez ENERGOPOMIAR dla przedsiębiorstw energetyki zawodowej i przemysłowej – jeszcze w przeważającej części węglowej. Przyszłość zmierza jednak w kierunku nowej energetyki, w której wszyscy będziemy musieli się odnaleźć. O tym, jak zamierzamy „grać w zielone”, będziecie mogli Państwo przeczytać w Biuletynach Naukowo-Technicznych Zakładów Pomiarowo-Badawczych Energetyki „ENERGOPOMIAR” Sp. o.o., które z dumą od kilkudziesięciu lat publikujemy na łamach „Energetyki”.



Wkład ENERGOPOMIARU w rozwój krajowej energetyki na przestrzeni 70-letniej działalności jest niezaprzeczalny. W historii firmy trudno byłoby doliczyć się wszystkich zmian strategii biznesowej spowodowanych przekształceniami rynku. Mamy za sobą przejście na gospodarkę rynkową, wielokrotne przekształcenia własnościowe i konsolidacje podmiotów sektora energetycznego, wejście do Unii Europejskiej, zmiany prawa, w tym kilkukrotne zaostrzenie przepisów ochrony środowiska, wprowadzenie rynku mocy itd.

Do przyszłości pod znakiem europejskiej i krajowej polityki klimatycznej oraz Europejskiego Zielonego Ładu podchodzimy pragmatycznie i traktujemy jako kolejne wyzwanie. „Wiedza i doświadczenie” to nasze hasło reklamowe, ale również to, za co cenią nas Klienci. To także deklaracja, co w świadczeniu usług jest dla nas najważniejsze. Podejmując się nowatorskich prac, zawsze mamy na względzie doświadczenia z danej dziedziny i szerokie spojrzenie naszych specjalistów.

ENERGOPOMIAR jest jedyną firmą w Polsce świadczącą tak kompleksowe i eksperckie usługi inżynierskie dla energetyki. Mamy wszechstronne możliwości i wciąż ogromny potencjał kadrowy, techniczny i organizacyjny, aby wspierać energetykę zawodową i przemysłową, ciepłownictwo oraz różne sektory przemysłu w rozwiązywaniu problemów związanych zarówno z bieżącą eksploatacją, diagnostyką urządzeń, ochroną środowiska, gospodarką wodno-ściekową, jak i planowaniem nowych inwestycji.

Zapraszam do lektury i liczę na to, że spotkamy się na konferencjach organizowanych przez ENERGOPOMIAR w kolejnych latach – w zdrowiu, bogatsi o nowe doświadczenia z realizacji prac w obszarze szeroko rozumianej transformacji energetyki.

Spółce, którą kieruję od wielu lat, z okazji jubileuszu 70-lecia życzę nowych wyzwań i ciekawych projektów, bo dzięki nim rozwija się zarówno przedsiębiorstwo, jak i jej pracownicy.

Na koniec chciałabym podziękować Klientom za zaufanie i dobre relacje, a Pracownikom ENERGOPOMIARU za codzienną pracę.



Adam Smolik  
Prezes Zarządu

Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.





Maciej Błaszowski, Antoni Litwinowicz, Aleksandra Matyja

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.

Zakład Chemii i Diagnostyki

# Neutralizacja ścieków alkalicznych za pomocą dwutlenku węgla

## Neutralization of alkaline wastewater with carbon dioxide

Powstawanie ścieków alkalicznych stanowi jeden z problemów technologicznych i środowiskowych związanych z funkcjonowaniem współczesnej energetyki konwencjonalnej. Neutralizacja tych ścieków za pomocą kwasu solnego lub siarkowego powoduje wzrost zawartości chlorków lub siarczanów w ogólnym bilansie ścieków elektrowni. Inne metody neutralizacji nie są powszechnie stosowane. W artykule zostały zebrane i przedstawione źródła ścieków alkalicznych pochodzących z elektrowni konwencjonalnych. Omówiono sposób ich neutralizacji za pomocą gazowego dwutlenku węgla ( $\text{CO}_2$ ) oraz przedstawiono wyniki wstępnych badań. Metoda ta umożliwia obniżenie odczynu pH ścieków bez wprowadzania dodatkowych zanieczyszczeń w postaci chlorków i siarczanów.

**Słowa kluczowe:** dwutlenek węgla, neutralizacja ścieków, ścieki alkaliczne, składowisko, odpad

Alkaline wastewater formation is one of the technological and environmental problems related to contemporary conventional power generation. Alkaline wastewater neutralization with hydrochloric or sulphuric acid increases the content of chlorides or sulphates in total wastewater balance of the power plant. Other methods of neutralization are not commonly applied. The article indicates the sources of alkaline wastewater from conventional power plants and discusses the method of its neutralization with gaseous carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ). Moreover, the preliminary test results are presented. The method enables reduction of pH value of wastewater without any inputs of additional pollutants such as chlorides and sulphates.

**Keywords:** carbon dioxide, wastewater neutralization, alkaline wastewater, landfill, waste

### Wprowadzenie

Podczas eksploatacji węglowych elektrowni i elektrociepłowni w ich układach technologicznych powstaje wiele różnych ścieków o podwyższonym pH, zwykle przekraczającym normę pozwalającą na ich bezpośredni zrzut do odbiorników zewnętrznych. Ścieki takie muszą być poddawane procesowi neutralizacji. Rzadko można wykorzystać zawarte w nich nadmiary alkaliów w innych procesach technologicznych występujących w energetyce.

### Pochodzenie ścieków alkalicznych

Podstawowym źródłem ścieków alkalicznych w elektrowniach są stacje demineralizacji wody pracujące z zastosowaniem technik jonitowych. Zainstalowane wymienniki anionitowe oraz dwujonitowe (warstwa anionitowa) regenerowane są ługiem sodowym w znacznym nadmiarze. Do neutralizacji nadmiaru ścieków alkalicznych używane są ścieki z regeneracji kationitów zawierające z kolei nadmiar kwasu solnego lub siarkowego. Z zasady procesy regeneracji i stosowane dawki kwasu i ługu projektuje się tak, aby następowała samoneutralizacja ścieków kwaśnych i alkalicznych. Jednak w trakcie eksploatacji często zachodzi konieczność zmiany dawek regeneracyjnych, co przeważnie skutkuje pojawieniem się nadmiaru ścieków alkalicznych. Są one neutralizowane za pomocą dodatkowej

partii kwasu, przez co zwiększa się zawartość chlorków bądź siarczanów w neutralizowanych ściekach z równoczesnym wzrostem ich objętości.

Nieco inaczej przedstawia się zagadnienie neutralizacji ścieków poregeneracyjnych z wymienników dwujonitowych stosowanych w instalacjach oczyszczania kondensatu (IOK). Ścieki z regeneracji warstwy jonitowej kationitowej są przeważnie silnie zanieczyszczone jonem amonowym. W ogólnym bilansie ścieków odprowadzanych do odbiorników zewnętrznych jon amonowy jest niepożądany. Stąd też w nowszych projektach ścieki z regeneracji warstwy kationitowej są zbierane oddzielnie i przekazywane do utylizacji. Pozostające z regeneracji warstwy anionitowej ścieki silnie alkaliczne muszą zostać zneutralizowane. W tym celu stosowany jest kwas solny, co skutkuje pojawieniem się dodatkowej ilości chlorków w odprowadzanych ściekach zneutralizowanych.

Kolejnymi źródłami ścieków alkalicznych są układy technologiczne związane z gospodarką żużlem i popiołem. Ścieki mogą powstawać również podczas likwidowania awaryjnych wycieków alkaliów.

Źródłami powstawania poważnego nadmiaru ścieków alkalicznych są obiegi wodne związane ze składowiskami popiołów zarówno czynnymi, jak i nieeksploatowanymi, które zawierają znaczne ilości alkalicznych wód nadosadowych.

Ścieki w obrębie składowisk w znaczącej ilości składają się ze ścieków krążących w obiegu, tworzących mieszaninę z wodami opadowymi i roztopowymi zgromadzonymi

na kwaterach składowiska. Nie da się zatem uniknąć ich nadmiarowości chociażby z tego względu, że przeważnie istnieje konieczność zagospodarowania na składowisku także ścieków ogólnoelektrownianych. Na jakość ścieków nadmiarowych, oprócz mających istotny wpływ na ogólne zasolenie ścieków ogólnoelektrownianych, mają także znaczący wpływ wody opadowe i roztopowe dostające się bezpośrednio na poszczególne kwatery składowiska. Przesączają się one w części także do wody ze zlewni składowiska zbieranej przez rowy opaskowe.

Przeważnie woda ze składowisk jest mieszana z wodą ze zlewni, dalej poddawana jest neutralizacji za pomocą kwasu solnego i odprowadzana do odbiornika zewnętrznego. Ten sposób jest w miarę skuteczny do momentu, kiedy na składowisko nie transportuje się awaryjnie popiołu. W sytuacji, kiedy popiół jest transportowany na składowisko, następuje gwałtowny wzrost pH mieszanki wody, co prowadzi z kolei do niewydolności układu neutralizacji ścieków. Gdyby udało się odzyskać i zagospodarować wodę ze zlewni składowiska, do zneutralizowania i odprowadzenia do odbiornika pozostałaby jedynie woda z drenaży. Byłoby to możliwe oczywiście przy założeniu, że wszystkie ścieki ogólnoelektrowniane trafiają na składowisko, a nie do strumienia wody korygowanej kwasem. Postępując w ten sposób możliwe jest ograniczenie zarówno ilości pobieranych wód na cele przemysłowe, jak i ilości ścieków odprowadzanych ze składowiska bezpośrednio do odbiornika.

Przykładowe zestawienie jakości wód i ścieków w obrębie składowisk odpadów paleniskowych pokazano w tabeli 1.

Na podstawie danych zawartych w tabeli 1 można stwierdzić, że zarówno ścieki w kwaterach odpadów paleniskowych, jak i mieszanka ścieków z wodami opadowymi zgromadzona w zbiornikach buforowych mają wysokie pH i muszą być zneutralizowane przed odprowadzeniem do odbiorników. Jeżeli do neutralizacji stosuje się kwas solny, skutkuje to zwiększeniem zawartości chlorków w ściekach zneutralizowanych.

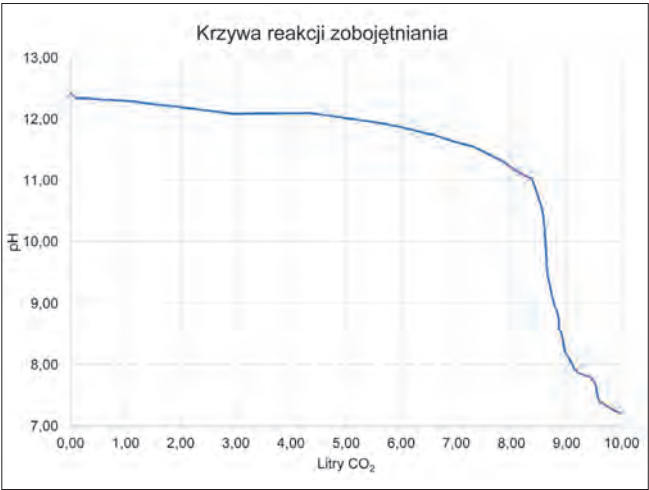
Na tym polu istotnym zagadnieniem wymagającym rozwiązania jest także neutralizacja wód, często wysoko alkalicznych, zgromadzonych w nieckach nieczynnych już składowisk odpadów paleniskowych.

Badania nad możliwością neutralizacji ścieków za pomocą dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>)

Dział Technologii Wody i Ścieków, działający w strukturze Zakładu Chemii i Diagnostyki w „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., przeprowadził badania nad zastosowaniem dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub> w formie gazowej) do zobojętnienia ścieków wysoko zakalizowanych jako procesu częściowego podczas oczyszczania ścieków pochodzących z energetyki.

Badania prowadzono na próbce o objętości 10 dm<sup>3</sup>, w kolumnie o średnicy wewnętrznej wynoszącej  $d_{wew} = 98\text{ mm}$ . Przepływ CO<sub>2</sub> ustalono na  $3,5 \times 10^{-5}\text{ Nm}^3/\text{min}$ .

Efektom badań było wykreślenie krzywej szybkości reakcji zobojętniania. Przedstawiono ją na rysunku 1. Krzywa ta pozwala na oszacowanie ilości potrzebnego dwutlenku węgla, która umożliwi obniżenie odczynu (pH) do żądanej wartości.



Rys. 1. Krzywa reakcji zobojętniania wód nadosadowych ze składowiska  
Źródło: opracowanie własne

Dane te nie uwzględniają reakcji, które zachodzą po zaprzestaniu dozowania CO<sub>2</sub>. Po każdej przeprowadzonej próbie, po zakończeniu wtłaczania gazu, reakcja postępowała i wartość

Tabela 1

Jakość wód i ścieków w obrębie składowisk odpadów

Wskaźnik	Jednostka	Woda w kwaterach odpadów paleniskowych			Woda w zbiorniku buforowym		
		min	max	średn.	min	max	średn.
pH	-	10,9	12,4	11,7	8,6	10,7	9,3
Przewodność elektryczna	mS/cm	1,52	4,04	3,17	0,9	1,98	1,4
Twardość ogólna	mmol/l	4,68	13,38	9,44	3,37	5,54	3,98
Twardość wapniowa	mmol/l	4,35	13,27	8,64	3,01	4,19	3,59
Zasadowość mineralna	mmol/l	1,52	12,8	8,22	0,54	4,95	1,32
Zasadowość ogólna	mmol/l	1,99	13,61	9,09	1,14	5,51	2,63
Żelazo ogólne	mg/l	0,16	0,33	0,23	0,16	0,3	0,25
Chlorki	mg/l	157	463	260	188	265	210
Siarczany	mg/l	350	674	480	135	599	327
Fluorki	mg/l	8,83	14,9	12,3	2,83	12,83	9,15

Źródło: opracowanie własne

Tabela 2

Skład chemiczny badanych ścieków

Badana cecha	Jednostka	Ścieki surowe	Ścieki zneutralizowane do pH 7,7	Ścieki zneutralizowane do pH 7,9
pH (temperatura w °C)		12,4 (19,5)	7,7 (18,3)	7,9 (18,3)
Przewodność elektryczna wł.	S/cm	24,50	18,43	18,69
Zasadowość złożona	mmol/dm³	32,6	nieobecna	nieobecna
Zasadowość ogólna	mmol/dm³	34,0	1,77	2,42
Barwa	mgPt/dm³	11	<5	<5
Mętność	NTU	36	23	6,4
CO <sub>2</sub> wolny	mg/dm³	nieobecny	7,04	4,18
Zawiesina ogólna	mg/dm³	21,3	55,9	147
Substancje rozpuszczone TDS	mg/dm³	13 694	12 623	12 233
Krzemionka jako SiO <sub>2</sub>	mg/dm³	1,28	0,280	0,320
Żelazo ogólne jako Fe <sup>3+</sup>	mg/dm³	0,013	0,011	0,006
Mangan ogólny jako Mn <sup>2+</sup>	mg/dm³	<0,001	<0,001	<0,001
Twardość całkowita jako CaCO <sub>3</sub>	mg/dm³	4084	2306	2221
Wapń jako Ca <sup>2+</sup>	mg/dm³	1637	924	890
Magnez jako Mg <sup>2+</sup>	mg/dm³	<0,50	<0,50	<0,50
Sód jako Na	mg/dm³	3539	3459	3294
Azot amonowy jako N <sub>NH4</sub>	mg/dm³	0,135	0,145	0,135

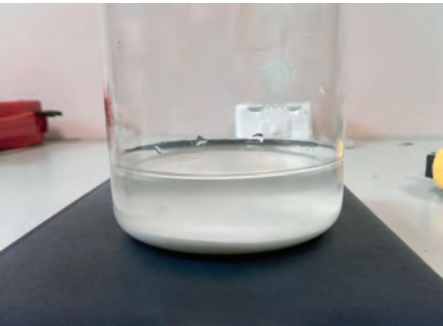
Źródło: opracowanie własne

pH obniżała się. Powyższe dane odnoszą się zatem do wartości pH, które w danym momencie pokazywała sonda w trakcie dozowania CO<sub>2</sub>.

Finalnie pH dla pobranych próbek wynosiło 7,7 (dla próbki, w której dozowanie CO<sub>2</sub> zakończono przy pH = 8,3) i 7,9 (dla próbki, w której dozowanie CO<sub>2</sub> zakończono przy pH = 8,7).

Skład chemiczny ścieków surowych oraz zneutralizowanych do pH = 7,7 i 7,9 podano w tabeli 2.

Podczas neutralizacji ścieków, wykonywanej w ramach badań technologicznych, zaobserwowano wyraźnie zachodzący proces wytrącania osadów. Na rysunkach 2 i 3 pokazano próbkę ścieków pobraną z kolumny do zlewki z węglanowym osadem na dnie naczynia.



Rys. 2. Osad powstały w wyniku neutralizacji  
Źródło: opracowanie własne



Rys. 3. Osad powstały w wyniku neutralizacji  
Źródło: opracowanie własne

Kolejnym problemem zyskującym na aktualności jest korekcja odczynu pH ścieków z elektrowni obrabianych przy pomocy technik strącania alkalicznego. Dotyczy to np. procesów strącania metali ciężkich, strącania siarczanów itp. Również w tej kwestii podjęto badania nad możliwością zastosowania gazowego dwutlenku węgla do końcowej neutralizacji ścieków po procesie oczyszczania.

W omawianych badaniach, z powodu silnej alkalizacji ścieków po procesie strącania siarczanów, nie było możliwe zastosowanie kwasu solnego do końcowej neutralizacji (powodowało to przekroczenia stężenia chlorków w odniesieniu do obowiązujących przepisów).

Przeprowadzone prace miały na celu określenie możliwości wykorzystania gazowego dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) do zubożenia ścieków oczyszczonych, których pH wynosiło 12,5–12,7 (wymagany zakres pH = 6,5–9,0).

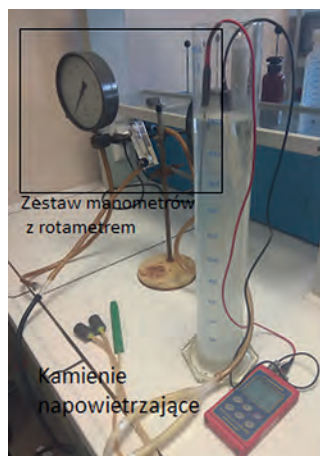
Stanowisko do wstępnych badań laboratoryjnych i reaktor do badań technologicznych przedstawiono na rysunkach 4 i 5.

Do badań wstępnych wykorzystano ścieki pobrane po procesie oczyszczania:

- próbka A – objętość 2 dm<sup>3</sup>, naczynie o średnicy 15,5 cm, wysokość słupa cieczy 11 cm;
- próbka B – objętość 2 dm<sup>3</sup>, naczynie o średnicy 7,6 cm, wysokość słupa cieczy 41,5 cm.

Przepływ CO<sub>2</sub> ustalono na 6,0–7,0 × 10<sup>-5</sup> Nm<sup>3</sup>/min. Był to najniższy możliwy do uzyskania przepływ przy wykorzystaniu użytego zestawu badawczego.

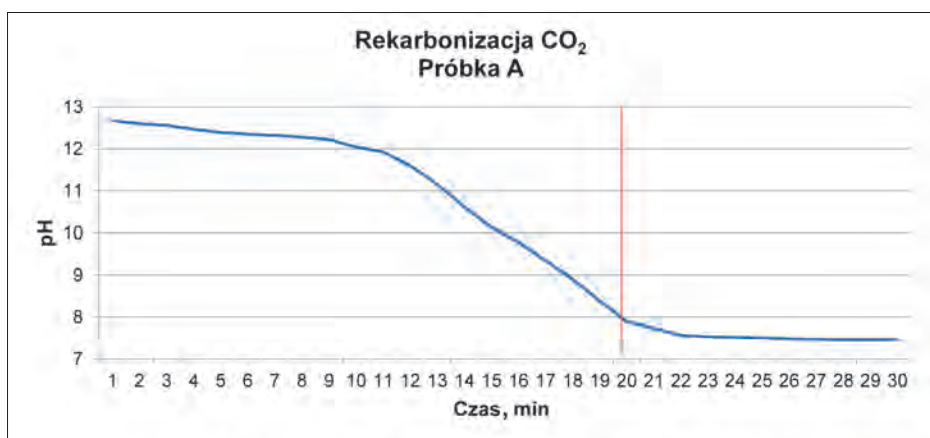
Uzyskane krzywe neutralizacji próbki A i próbki B pokazano na rysunkach 6 i 7. Celem przeprowadzonej pracy było określenie czasu, po jakim pH ścieków zostanie obniżone do żądanej wartości.



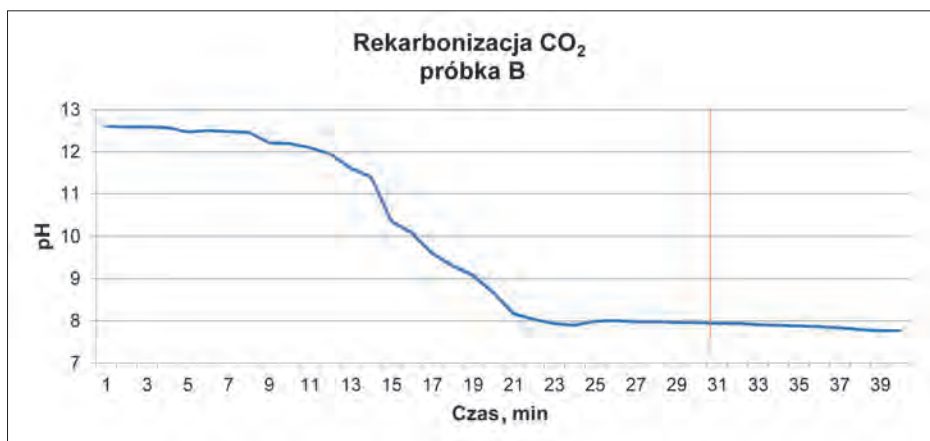
Rys. 4. Układ do badań laboratoryjnych  
Źródło: opracowanie własne



Rys. 5. Reaktor do badań technologicznych  
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6. Krzywa szybkości reakcji zobojętniania ścieków oczyszczonych – próbka A  
Źródło: opracowanie własne



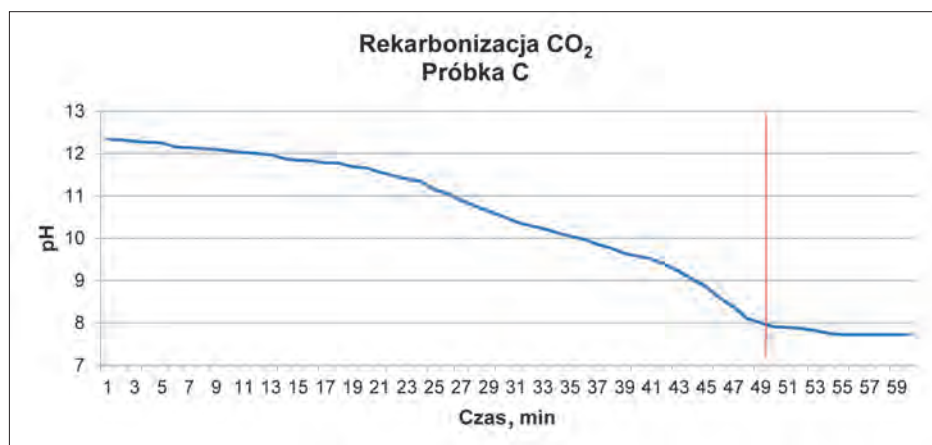
Rys. 7. Krzywa szybkości reakcji zobojętniania ścieków oczyszczonych – próbka B  
Źródło: opracowanie własne

Obliczone obciążenie dwutlenku węgla na jednostkę powierzchni wyniosło 1,91–2,23 ( $\text{dm}^3/\text{h}/\text{dm}^2$ ). Podawanie  $\text{CO}_2$  do reaktora zakończono, gdy pH ścieków obniżyło się do poziomu 7,9, tj. po 20 minutach prowadzenia procesu. Zużyto około  $1,2\text{--}1,4 \times 10^{-3} \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$ . Po zaprzestaniu dozowania dwutlenku węgla, pH ścieków obniżyło się do wartości 7,47 w ciągu

kolejnych 10 minut. Zmianę pH podczas neutralizacji ilustruje rysunek 6. Pionową czerwoną linią na wykresie zaznaczono punkt zakończenia podawania  $\text{CO}_2$ . Podczas badań technologicznych zaobserwowano wyraźnie zachodzący proces neutralizacji. Wytrącał się biały osad, który powodował zmętnienie ścieków i osiadał na dnie reaktora po zakończonym procesie neutralizacji. Jest to osad węglanowy całkowicie rozpuszczalny w kwasie solnym.

W celu sprawdzenia czy wysokość słupa cieczy wpłynie istotnie na szybkość procesu neutralizacji ścieków wykonano kolejne badania w innym naczyniu – próbka B. Obliczone obciążenie dwutlenku węgla na jednostkę powierzchni wyniosło 7,95–9,27 ( $\text{dm}^3/\text{h}/\text{dm}^2$ ). Dozowania  $\text{CO}_2$  zaprzestano, tak jak w poprzedniej próbce, gdy pH ścieków osiągnęło wartość 7,9, tj. po 30 minutach prowadzenia procesu. Osiągnięcie tej wartości trwało 10 minut dłużej niż w próbce A. Zużyto około  $1,8\text{--}2,1 \times 10^{-3} \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$ . Po zaprzestaniu dozowania  $\text{CO}_2$  nie zaobserwowano tak dużego obniżenia się odczynu pH jak w próbce A. Odczyn ścieków w czasie kolejnych 10 minut obniżył się z wartości 7,9 do 7,77 (w tym samym czasie w próbce A z 7,9 do 7,46). Zmianę pH podczas neutralizacji ilustruje rysunek 7. Pionową czerwoną linią na wykresie zaznaczono punkt zakończenia podawania  $\text{CO}_2$ .





Rys. 8. Krzywa szybkości reakcji zobojętniania ścieków oczyszczonych – próbka C  
Źródło: opracowanie własne

W przeprowadzonych próbach starano się zachować porównywalne warunki prowadzenia procesu. Uzyskane wyniki potwierdzają tezę, że wysokość słupa cieczy, a co za tym idzie – kształt zbiornika, ma wpływ na czas prowadzenia procesu oraz zużycie  $\text{CO}_2$  do neutralizacji określonej objętości ścieków. Może być to istotna uwaga w przypadku projektowania reaktora do neutralizacji za pomocą  $\text{CO}_2$ .

Badanie końcowe (próbka C) przeprowadzono na próbce ścieków wstępnie oczyszczonych o objętości 11,5 l, w reaktorze o kształcie prostopadłościanu o wymiarach podstawy 24 x 24 cm, wysokość słupa cieczy wynosiła 20 cm. Obliczone obciążenie dwutlenku węgla na jednostkę powierzchni wyniosło 0,63–0,73 ( $\text{dm}^3/\text{h}/\text{dm}^2$ ). Przepływ  $\text{CO}_2$  również ustalono na  $6,0\text{--}7,0 \times 10^{-5} \text{ Nm}^3/\text{min}$ . Zużyto około  $3,06\text{--}3,57 \times 10^{-3} \text{ Nm}^3 \text{ CO}_2$ .

Odczyn pH ścieków po zakończonym podawaniu dwutlenku węgla obniżył się z 7,91 do 7,72 w czasie kolejnych 10 minut. Po zakończonym procesie neutralizacji ścieki przefiltrowano przez kolumnę wypełnioną złożem piaskowo-żwirowym w celu usunięcia osadu porekarbonizacyjnego.

Na podstawie powyższych badań stwierdzono, że proces rekarbonizacji zachodzi poprawnie i może być wykorzystany do końcowej neutralizacji ścieków zalkalizowanych po procesie oczyszczania.

## Podsumowanie

1. Mając na uwadze fakt, że bilanse ścieków w elektrowniach są coraz bardziej napięte pod względem zawartości chlorków i siarczanów, perspektywiczne wydaje się stosowanie do neutralizacji nadmiaru ścieków alkalicznych dwutlenku węgla.
2. W omawianych przykładach stosowano gazowy dwutlenek węgla. Ze względu na wysoką rozpuszczalność  $\text{CO}_2$  w wodzie można w niektórych przypadkach stosować do neutralizacji wodę wysyconą dwutlenkiem węgla. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że rozpuszczalność  $\text{CO}_2$  maleje wraz ze wzrostem temperatury wody.

3. Neutralizacja wód i ścieków z nadmiarem alkaliów za pomocą dwutlenku węgla ma następujące zalety:
  - nie powoduje zwiększenia ogólnego zasolenia wody, a wręcz jego spadek,
  - obniża twardość obrabianych ścieków poprzez wytrącanie osadu węglanowego,
  - pozytywnie wpływa na usuwanie niektórych metali ciężkich strącających się w postaci nierozpuszczalnych węglanów.
4. W czasie prowadzenia procesu wytrąca się węglanowy osad, który istotnie wpływa na zawartość zawiesiny ogólnej w ściekach. Po zakończonym procesie neutralizacji za pomocą  $\text{CO}_2$  należy przeprowadzić filtrację ścieków.
5. Badania dowodzą, że kształt reaktora i wysokość słupa cieczy mają wpływ na przebieg procesu neutralizacji. Również ze względu na złożoność matrycy różnych ścieków należy mieć na uwadze konieczność przeprowadzenia badań technologicznych na etapie projektowania instalacji.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Sprawozdania i wyniki prac pomiarowych i badawczych, opracowania „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Chemii i Diagnostyki, Gliwice 2017–2019 (niepubl.).
- [2] Bartkiewicz B., *Oczyszczanie ścieków przemysłowych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002.
- [3] *Oczyszczanie ścieków*, red. Jacyno W., Wydawnictwo Arkady, Warszawa 1983.
- [4] Chojnacki A., *Technologia wody i ścieków*, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1972.



Dr inż. Piotr Plis, Bartłomiej Dziubek  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Wtórny rynek mocy – czy znajdą się zainteresowani?

## Secondary capacity market – will there be anyone interested?

Przedmiotem artykułu jest analiza systemu kar i premii związanych z wykonywaniem obowiązku mocowego, identyfikacja potencjału technicznego dostępnego dla wtórnego rynku mocy w podziale na grupy kapitałowe oraz ocena ekonomicznej zasadności uczestnictwa w rynku wtórnym w zakresie procesu realokacji obowiązku mocowego. Całość została poprzedzona syntetycznym opisem aktualnej sytuacji na rynku mocy po czterech aukcjach głównych i pierwszych aukcjach dodatkowych.

**Słowa kluczowe:** rynek mocy, wtórny rynek mocy, potencjał techniczny, realokacja obowiązku mocowego

The article provides analysis of the system of penalties and bonuses related to performance of the capacity obligation and also identifies technical potential broken down into capital groups which is available on the secondary capacity market. Moreover, the article evaluates economic justification for participation in the secondary market as regards the process of volume reallocation. This is preceded by a synthetic description of the present situation on the capacity market after four main auctions and first additional auctions.

**Keywords:** capacity market, secondary capacity market, technical potential, volume reallocation

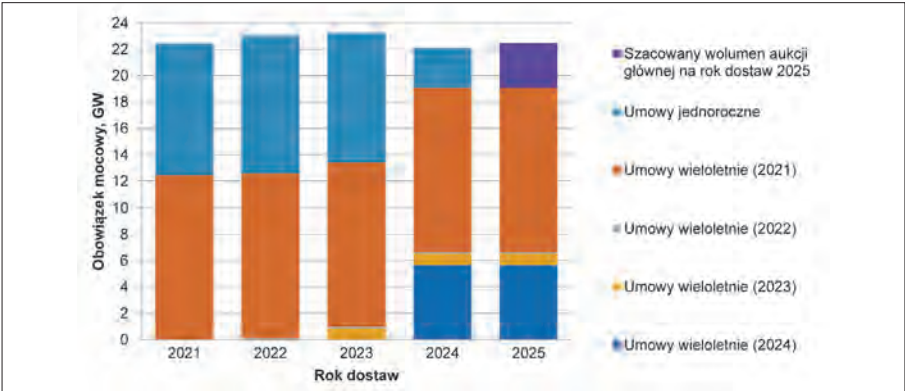
### Wprowadzenie

1 stycznia 2021 roku „startuje” w Polsce rynek mocy, w ramach którego pierwsze jednostki rynku mocy (JRM) rozpoczną świadczenie obowiązku mocowego. Obecnie dostawcy mocy podejmują ostatnie działania mające przygotować ich do skutecznego uczestnictwa w tym mechanizmie. Jednym z zadań, które stoi przed uczestnikami rynku, jest należyte zabezpieczenie rezerwy dla swoich mocy w okresach planowanych postojów oraz – co jest znacznie trudniejsze – w okresach nieprzewidzianych awarii. Brak podjęcia działań prewencyjnych może skutkować naliczeniem wysokich kar za brak wykonania obowiązku mocowego. Aby temu zapobiec, można skorzystać z ustanowionego mechanizmu wtórnego obrotu obowiązkiem mocowym, który pozwala na przeniesienie obowiązku mocowego na inną JRM w zakresie przyszłej części dostaw oraz dokonanie realokacji niewykonanej części obowiązku mocowego na inną JRM, która dostarczyła w okresie zagrożenia więcej mocy niż wynikało to z jej umowy mocowej. Wokół rynku wtórnego wciąż jest wiele znaków zapytania i obecnie (według stanu na lipiec 2020 roku) trudno przewidzieć jego skuteczność.

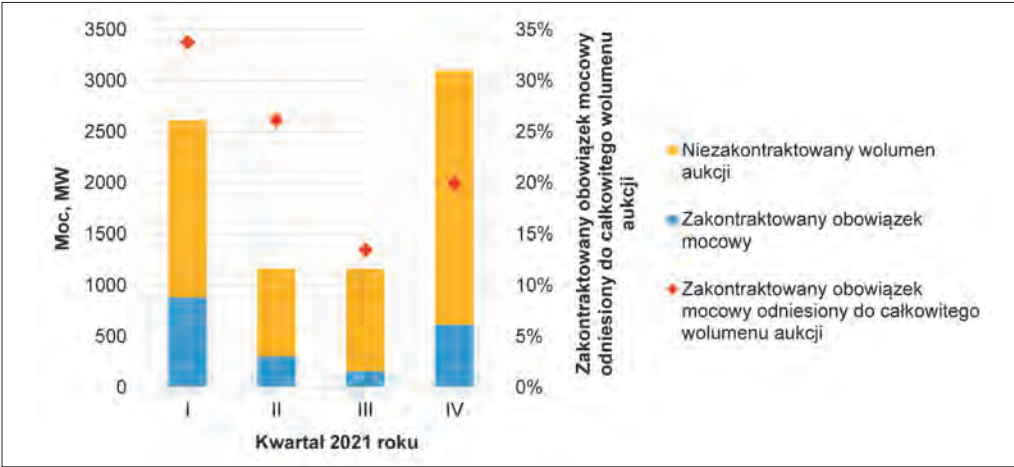
### Stan obecny

Dotychczas przeprowadzono cztery aukcje główne na okresy dostaw rozpoczynające się w latach 2021–2024 oraz aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały 2021 roku. W toku pierwszej aukcji głównej zakontraktowany został największy dotychczas wolumen, który wyniósł ok. 22,4 GW z ceną rozstrzygnięcia wynoszącą 240 320,00 zł/MW/rok. W dwóch kolejnych aukcjach zawarto umowy mocowe opiewające w każdym roku na ok. 10,6 GW z cenami odpowiednio 198 000,00 zł/MW/rok w 2022 roku oraz 202 990,00 zł/MW/rok w 2023 roku. Podczas czwartej aukcji głównej dostawcy mocy zawarli umowy na łączny wolumen 8,7 GW, a zakontraktowana cena za realizację obowiązku mocowego była najwyższa z dotychczasowych aukcji głównych i wyniosła 259 870,00 zł/MW/rok.

Aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały 2021 roku rozstrzygnięty się w pierwszej rundzie z ceną 286 010,00 zł/MW/rok. Należy zaznaczyć, że cena rozstrzygnięcia pierwszych aukcji dodatkowych będzie miała wpływ na określenie limitu kar grożących dostawcom mocy w 2021 roku, gdyż jako najwyższa cena zamknięcia aukcji mocy w danym roku dostaw stanowi ona podstawę do wyznaczenia tego limitu.



Rys. 1. Zakontraktowane w aukcjach głównych obowiązki mocowe dla okresów dostaw 2021–2025 w podziale ze względu na czas trwania umowy mocowej  
Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników aukcji mocy ogłoszonych przez PSE (stan na lipiec 2020 roku)



Rys. 2. Moce zakontraktowane w ramach aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021  
Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników aukcji mocy ogłoszonych przez PSE

Rysunek 1 przedstawia zakontraktowane w aukcjach głównych obowiązki mocy dla okresów dostaw 2021–2025 w podziale ze względu na czas trwania umowy mocy. Z rysunku 1 wynika, że z każdą kolejną aukcją główną rośnie udział wieloletnich umów mocy w całości zakontraktowanej mocy. Rysunek 2 przedstawia moce zakontraktowane w ramach aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 wraz z wolumenem, który był przewidywany do zakontraktowania w aukcji, a nie został zakontraktowany ze względu na brak chętnych.

Kary za niewykonanie obowiązku mocowego

Czynnikami wpływającymi na wysokość kary za niewykonanie obowiązku mocowego są jednostkowa stawka kary, obliczana zgodnie z rozporządzeniem [1], wolumen niewykonanego obowiązku mocowego oraz limity wysokości kar określone w przepisach. Wartość jednostkowej stawki kary oblicza się zgodnie ze wzorem (1):

SK\_n = 0,3 \times \frac{PKB\_{n-2}}{E\_{n-2}} \quad \text{zł/MWh} \quad (1)

- gdzie:
- SK\_n – jednostkowa stawka kary w roku dostaw n, zł/MWh;
  - PKB\_{n-2} – wartość Produktu Krajowego Brutto w Polsce za rok przypadający na 2 lata przed rokiem dostaw n, określona w cenach bieżących, opublikowana przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, zł;
  - E\_{n-2} – ilość zużytej energii elektrycznej w roku kalendarzowym przypadającym na 2 lata przed rokiem dostaw n, opublikowana przez Główny Urząd Statystyczny w dokumencie *Zużycie paliw i nośników energii*, MWh.

Przyjmując szacowane wartości PKB [2]<sup>1)</sup> oraz prognozowane ilości zużytej energii elektrycznej w latach 2020–2040 [3],

<sup>1)</sup> Szacunki określone przed wybuchem epidemii wirusa SARS-CoV-2; nie uwzględniają jej wpływu na opublikowane prognozy.

a także dokonując liniowej aproksymacji można oszacować wartości jednostkowej stawki kary w poszczególnych latach, które zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Szacunkowe wartości jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego

Rok	2021	2025	2030	2035	2040
SK <sub>n</sub> , zł/MW×h	4300	4550	4850	5050	5250

Źródło: opracowanie własne

Należy zaznaczyć, że kary za niewykonanie obowiązku mocowego będą naliczane za każdy okres zagrożenia (godzinę), podczas którego dostawca mocy (wytwórca energii elektrycznej) nie dostarczył mocy do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Takich okresów zagrożenia Operator (*Polskie Sieci Elektroenergetyczne – PSE*) może ogłosić maksymalnie 15 w jednej dobie (w dniach przypadających od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy) i za każdy z nich może zostać odrębnie naliczona kara, z uwzględnieniem miesięcznych oraz rocznych limitów określonych w *Regulaminie Rynku Mocy* [7]. Oznacza to, że każde niedostarczone w ciągu jednej godziny 100 MW mocy wynikającej z zawartej umowy mocy może kosztować dostawcę mocy od ok. 430 tys. zł w 2021 roku do ok. 525 tys. zł w 2040 roku.

Biorąc pod uwagę limity roczne obliczone dla ceny rozstrzygnięcia dotychczasowych czterech aukcji głównych na poszczególne okresy dostaw w latach 2021–2024 oraz aukcji dodatkowych na 2021 rok maksymalna suma kar za niedostarczenie 100 MW do KSE (przy założeniu, że owe 100 MW stanowi największy obowiązek mocy JRM w danym roku dostaw) może wynieść ok. 39,6–57,2 mln zł<sup>2)</sup>. Sytuacja nieprzewidzianego odstąpienia bloku przy jednoczesnym braku zapewnienia rezerwacji mocy może spowodować znaczące koszty po stronie JRM, jeżeli zbiegnie się ona z ogłoszeniem okresu zagrożenia. Przykładowe zestawienie rocznych limitów kar dla JRM różnej wielkości, wyznaczone na podstawie dotychczas rozstrzygniętych aukcji mocy, przedstawia tabela 2.

<sup>2)</sup> Szczegółowe obliczenia przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 2

Zestawienie rocznych limitów kar dla JRM o różnej mocy

JRM	Obowiązek mocowy, MW	Maksymalny roczny limit kar, mln zł/rok	Minimalny roczny limit kar, mln zł/rok
Średnia dla bloków klasy 200 <sup>1)</sup>	190,5	109	75
Nowy blok w Elektrowni Turów (496 MW)	410,1	235	162
Blok 11 w Elektrowni Kozienice (1075 MW)	915,4	524	362

<sup>1)</sup> Obliczono na podstawie danych dot. 55 JRM.  
Źródło: opracowanie własne

Szacunkowe wartości kar przedstawione w tabeli 2 muszą skłaniać dostawców mocy do podejmowania działań w celu zabezpieczenia rezerwowania mocy. Zaniedbanie tego elementu może spowodować, że wynagrodzenie wynikające z uczestnictwa w rynku mocy zostanie szybko „zużyte” przez kary nałożone za niewykonanie obowiązku dostawy mocy do KSE.

W celu przedstawienia wpływu niewykonania obowiązku mocowego na przychody z rynku mocy ENERGOPOMIAR dokonał obliczenia liczby godzin (okresów zagrożenia), po których naliczone kary osiągną limity roczne oraz miesięczne, a także wyznaczył liczbę okresów zagrożenia, po których naliczone kary przekroczą wynagrodzenie roczne i miesięczne z tytułu świadczenia obowiązku mocowego. Szacunki przeprowadzono przy założeniu, że maksymalny obowiązek mocowy JRM będzie wynosił 100 MW. To założenie jest istotne przy obliczaniu wartości limitów rocznych oraz miesięcznych, natomiast nie ma ono znaczenia dla określania liczby okresów, po których te limity zostaną osiągnięte, lub określania liczby okresów zagrożenia, po których naliczone kary przekroczą uzyskane wynagrodzenie. Wyniki obliczeń zestawiono w tabeli 3.

Z danych zawartych w tabeli 3 wynika, że w okresach dostaw na lata 2021–2024 wystarczy 18–27 okresów zagrożenia (godziny), w których – jeżeli nie zostanie całkowicie wypełniony obowiązek mocowy – osiągnięty zostanie miesięczny limit kar dla JRM. W skali całego roku wzrost liczby okresów zagrożenia (w których dostawca mocy nie wypełni swojego obowiązku mocowego) do poziomu 91–133 (zależnie od roku dostaw) spowoduje, że dostawca mocy będzie musiał ponieść opłaty karne w maksymalnym wymiarze (tylko w przypadku, gdy rozłożenie okresów zagrożenia w czasie nie spowoduje zaciągnięcia mechanizmu miesięcznych limitów kar).

Czy scenariusz wystąpienia ok. 90–130 okresów zagrożenia w jednym roku może się ziszczyć w najbliższym czasie? Spółka KPMG w opracowaniu *Udział odbiorców w Rynku Mocy – szanse i zagrożenia* [6] wskazuje, że gdyby PSE mogło ogłosić okresy zagrożenia w latach 2017–2019, to w wariantcie „ostrożnym”<sup>3)</sup> liczba tych okresów (godzin, w których ogłoszono okres zagrożenia) wyniosłaby odpowiednio 1 h dla 2017 roku, 7 h dla 2018 roku (z czego 4 h przypadłyby w jednym dniu), a w 2019 roku okresy zagrożenia nie wystąpiłyby wcale. Dodatkowo autorzy wskazują, że w latach 2021–2025 rezerwa systemowa dostępna dla PSE będzie wyższa niż dla 2017 roku, co oznacza, że z wysokim prawdopodobieństwem można założyć, że liczba okresów zagrożenia nie będzie większa niż kilka godzin w roku. Dodatkową zmianą, jaka zachodzi w KSE względem lat 2017–2019, jest wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych, które na razie w niewielkim stopniu, ale jednak, ograniczają ryzyko ogłoszenia okresu zagrożenia w sezonie letnim.

<sup>3)</sup> Oprócz wariantu ostrożnego opracowany został wariant „bardzo ostrożny” oraz „realny”.

Tabela 3

Zestawienie liczby okresów zagrożenia, po których naliczone kary przekroczą wynagrodzenie z rynku mocy oraz po których zostaną osiągnięte miesięczne oraz roczne limity kar za niewykonanie obowiązku mocowego

Rok		2021	2022	2023	2024
Jednostkowa stawka kary SK <sub>n</sub>	zł/MW×h	4300	4350	4450	4500
Obowiązek mocowy OM	MW	100	100	100	100
Cena rozstrzygnięcia aukcji głównej	zł/MW/rok	240 320	198 000	202 990	259 870
Cena rozstrzygnięcia aukcji dodatkowych	zł/MW/rok	286 010	-	-	-
Roczne wynagrodzenie za świadczenie OM (OM zakontraktowany w aukcji głównej)	zł/rok	24 032 000	19 800 000	20 299 000	25 987 000
Wysokość kary za jeden okres zagrożenia	zł/h	430 000	435 000	445 000	450 000
Liczba okresów zagrożenia, po których naliczone kary przekroczą wynagrodzenie:					
– roczne		55,9	45,5	45,6	57,7
– miesięczne		4,7	3,8	3,8	4,8
Limit kar rocznych	zł/rok	57 202 000	39 600 000	40 598 000	51 974 000
Limit kar miesięcznych	zł/m-c	11 440 400	7 920 000	8 119 600	10 394 800
Liczba okresów zagrożenia, po których naliczone kary osiągną limity kar:					
– roczne		133,0	91,0	91,2	115,5
– miesięczne		26,6	18,2	18,2	23,1

Źródło: opracowanie własne



## Potencjał techniczny dostępny dla rynku wtórnego

Biorąc pod uwagę kary grożące za niewykonanie obowiązku mocowego kluczowe dla każdego dostawcy mocy jest zabezpieczenie rezerw mocy na wypadek nieprzewidzianych wydarzeń, które mogłyby spowodować niewypełnienie obowiązku mocowego. Powstaje jednak pytanie, czy na rynku będzie dostępny wystarczający potencjał wytwórczy zdolny i przede wszystkim chętny do czasowego przejęcia obowiązku mocowego od innego dostawcy? Wiąże się to oczywiście z wynagrodzeniem za realizację dodatkowego obowiązku mocowego, jednak równocześnie powoduje, że rośnie maksymalny limit kary, która będzie mogła zostać nałożona na jednostkę przejmującą ten obowiązek (wzrasta wartość maksymalnego obowiązku mocowego).

Oszacowanie potencjału technicznego dostawców mocy chcących wziąć udział w mechanizmie wtórnego obrotu obowiązkiem mocowym jest zagadnieniem obciążonym brakiem dokładnych danych dotyczących wszystkich dostawców mocy. Oficjalnie dostępne dane nie informują o mocy JRM certyfikowanych tylko na potrzeby wtórnego rynku mocy oraz o ewentualnych rezerwach mocy w JRM zakontraktowanych podczas aukcji mocy (innych niż wynikających z maksymalnego możliwego do zakontraktowania obowiązku mocowego).

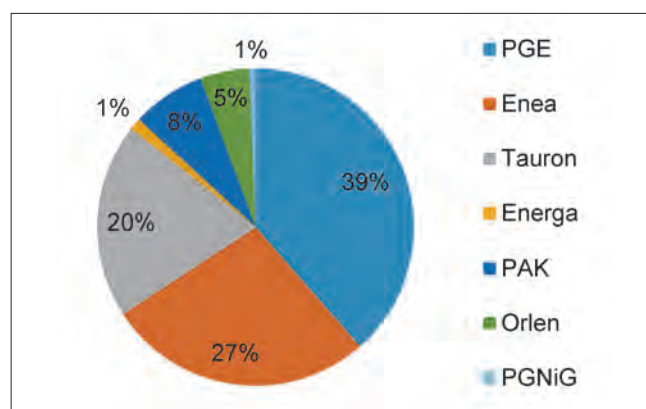
Biorąc pod uwagę, że znaczna część obowiązku mocowego w aukcjach głównych została zakontraktowana przez Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (ok. 20 GW spośród 22,4 GW dla roku dostaw 2021, co stanowi ok. 89% zakontraktowanego obowiązku), można spróbować ocenić potencjał tych właśnie jednostek. Są to największe jednostki w skali KSE z punktu widzenia zapewnienia odpowiedniej podaży mocy, stąd też można przypuszczać, że będą one najmocniej wpływać na kształt wtórnego rynku mocy. Taka analiza musi być jednak ograniczona tylko do pierwszego roku funkcjonowania rynku mocy ze względu na dostępność danych publikowanych przez PSE nt. uruchomień/wyłączeń Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD).

Oszacowanie potencjalnej rezerwy mocy dostępnej dla wtórnego rynku mocy poprzez zasoby JWCD przeprowadzono na podstawie Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021 [4] oraz Informacji PSE dotyczącej zasobów wytwórczych KSE będących aktualnie w eksploatacji oraz tych, których rozpoczęcie eksploatacji jest planowane w ciągu najbliższych trzech lat [5]. Założono, że wszystkie JWCD, które będą w eksploatacji przez cały 2021 rok oraz jednocześnie nie zawarły umowy mocowej w ramach aukcji głównej na rok dostaw 2021, certyfikowały się na potrzeby wtórnego rynku mocy. W szacunkach nie uwzględniono JWCD należących do grup kapitałowych o sumarycznej mocy JWCD mniejszej niż 400 MW. Szacunki przeprowadzono tylko dla JWCD, tj. nie uwzględniono obowiązków mocowych i rezerw mocy posiadanych przez jednostki inne niż JWCD.

Moc osiągalna netto JWCD wytypowanych zgodnie z powyższą metodyką wynosi sumarycznie ok. 26 GW. Jako że JWCD zakontraktowały na 2021 rok obowiązek mocowy w wysokości ok. 20 GW, można określić wartość rezerwy mocy (zde-

finiowanej jako różnica między mocą osiągalną netto wymienionych JWCD a sumarycznym obowiązkiem mocowym zakontraktowanym przez te JWCD) na ok. 5,9 GW. Niniejsze szacunki ograniczają się jedynie do aspektów technicznych, a więc nie brano pod uwagę, czy dany podmiot (dostawca mocy), mimo posiadanego potencjału technicznego, będzie uczestnikiem wtórnego rynku mocy.

Rysunek 3 przedstawia udział danej grupy kapitałowej w całości rezerw mocy wśród JWCD.



Rys. 3. Udział danej grupy kapitałowej w rezerwie mocy wśród JWCD

Źródło: opracowanie własne

Grupa PGE, która ma największy udział w rynku, oraz dwie następne pod względem wielkości udziału w rynku grupy: Tauron i ENEA, łącznie posiadają 84% rezerw mocy. Należy zaznaczyć, że powyższe dane nie uwzględniają planowanych postojów jednostek ani innych ograniczeń związanych ze specyfiką pracy danego rodzaju jednostki (np. zapotrzebowanie odbiorców ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, ograniczenia związane z możliwościami pracy w otwartych układach chłodzenia). Te uproszczenia oznaczają, że przedstawione rezerwy w rzeczywistości będą niższe. To założenie jest szczególnie istotne w przypadku otwartych układów chłodzenia, gdyż bardzo prawdopodobna jest sytuacja, w której podczas niesprzyjających warunków hydrologicznych (niski poziom wód w rzekach) oraz pogodowych (wysoka temperatura wody chłodzącej) wartość rezerwy mocy pokazanej na rysunku 1 będzie znacząco niższa. Należy spodziewać się, że występowanie okresów zagrożenia będzie pokrywać się z wystąpieniem powyższych niekorzystnych warunków hydrologiczno-klimatycznych i z tego powodu JRM bazujące na wykorzystaniu wód powierzchniowych do chłodzenia nie będą chętnie do rezerwowania mocy wytwórczych innych jednostek.

Duże ryzyko występuje w grupie ENEA, w której ok. 75% wolumenu obowiązku mocowego jest zlokalizowane w JWCD z otwartymi układami chłodzenia, a wszystkie JWCD w grupie mogące stanowić ewentualną rezerwę także mają otwarty układ chłodzenia.

Zagrożona jest także grupa ENERGA, w której ok. 79% wolumenu obowiązku mocowego jest zlokalizowane w JWCD z otwartymi układami chłodzenia, tj. w *Elektrowni Ostrołęka B*, która jest chłodzona wodą z rzeki Narew, a od kilku lat posiada jaz, który ma zabezpieczyć dla niej odpowiednią ilość wody

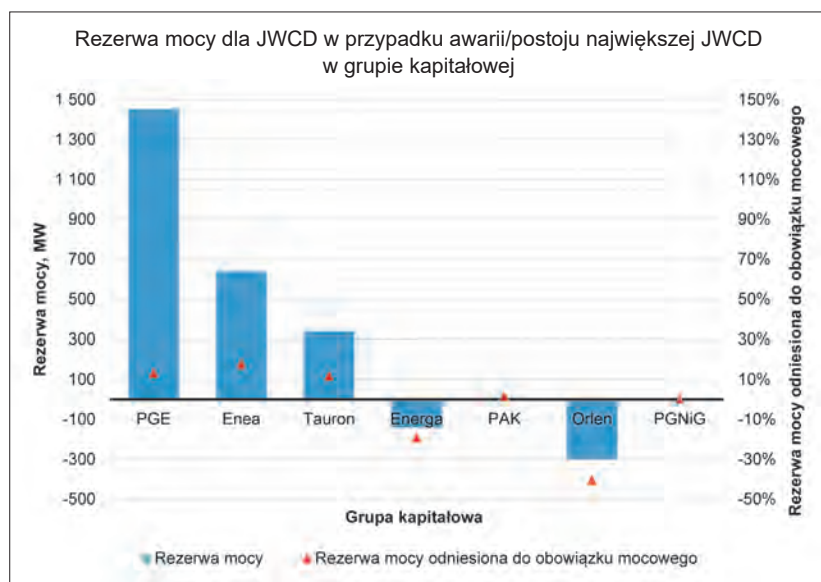
w czasie niekorzystnych warunków hydrologicznych. Ewentualną rezerwę mocy grupa *Energa* może znaleźć wśród JRM redukcji zapotrzebowania (DSR) agregowanych przez jej spółkę córkę.

W pozostałych grupach energetycznych udział obowiązku mocowego zlokalizowanego w JWCD z otwartym obiegiem chłodzenia jest znacznie mniejszy i nie stanowi takiego zagrożenia jak dla dwóch wymienionych grup kapitałowych.

Dodatkowo z wysokim prawdopodobieństwem można powiedzieć, że każda z grup kapitałowych będzie chciała zachować rezerwę mocy na własne potrzeby. Jeżeli przyjmie się, że wartość tej rezerwy będzie równa mocy JWCD o największej mocy w danej grupie kapitałowej, to w takim przypadku dostępna rezerwa mocy zmniejsza się o ok. 60% z ok. 5,9 GW do ok. 2,4 GW.

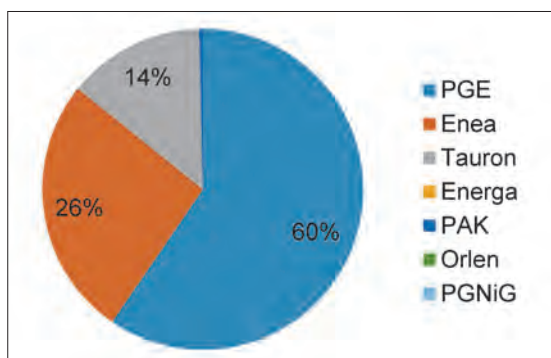
Rysunek 4 przedstawia rezerwę mocy oraz rezerwę mocy odniesioną do zakontraktowanego obowiązku mocowego dla każdej grupy kapitałowej w przypadku awarii/postoju największej JWCD w grupie kapitałowej. W przypadku grupy *PGE* przyjęto, że rezerwowanym blokiem jest jeden z dwóch nowych bloków w *Elektrowni Opole*, dla grupy *ENEA* jest to blok nr 11 w *Elektrowni Kozienice*, dla grupy *Tauron* jest to nowy blok w Jaworznie, dla grupy *Energa* jest to jeden z bloków w *Elektrowni Ostrołęka B*, dla grupy *PAK* jest to *Elektrownia Pątnów II*, dla grupy *PGNiG* jest to obecnie budowany blok gazowo-parowy w *Elektrociepłowni Żerań*, a dla grupy *Orlen* jest to blok gazowo-parowy zlokalizowany w *Elektrociepłowni Płock*.

*PGE*, *Tauron* i *ENEA* łącznie odpowiadają za prawie 100% dostępnej rezerwy mocy. Rysunek 5 przedstawia strukturę rezerw mocy w podziale na grupy kapitałowe w przypadku awarii/postoju największej JWCD w danej grupie.



Rys. 4. Rezerwa mocy odniesiona do zakontraktowanego obowiązku mocowego  
Źródło: opracowanie własne

Rys. 5.  
Udział danej grupy kapitałowej w rezerwie mocy w przypadku awarii/postoju największej JWCD w grupie kapitałowej  
Źródło: opracowanie własne



## Opłacalność aktywnego udziału we wtórnym rynku mocy

Środki zebrane w postaci kar od podmiotów, które nie wywiązały się z obowiązków mocowych w okresach zagrożenia, po zakończeniu okresu dostaw (roku) będą przeznaczone na premię dla certyfikowanych JRM, które w okresie zagrożenia wprowadziły do sieci moc w wysokości większej niż wynikająca z posiadanego obowiązku mocowego. Premie będą przydzielane proporcjonalnie do udziału w nadwykonanym obowiązku mocowym w ciągu roku, przy czym maksymalna stawka premii za 1 MW nie może być większa niż dwukrotność stawki kary za 1 MW. Stawka premii za 1 MW może być w skali roku mniejsza niż stawka kary za 1 MW tylko w sytuacji, gdy któraś JRM osiągnęła limit kar (miesięczny bądź roczny) i dalej na wezwanie operatora nie dostarczała mocy w okresie zagrożenia.

Biorąc pod uwagę powyższe, podmiot, którego JRM nadwykonała obowiązek mocowy, nie ma interesu w realokacji obowiązku mocowego, ponieważ bardziej opłacalne jest poczekanie na zakończenie roku (okresu dostaw) i zainkasowanie premii, szczególnie jeśli prognozowana jest relatywnie niewielka liczba okresów zagrożenia. Powyższe oznacza bardzo wysokie prawdopodobieństwo, że żadna JRM nie osiągnie limitu kar, a stawka premii za 1 MW będzie co najmniej równa stawce kary za 1 MW. Żaden podmiot może nie być zainteresowany nabyciem realokowanego obowiązku mocowego, gdyż wynagrodzenie za jego przejęcie będzie mniejsze niż nagroda w postaci premii naliczonej z tytułu nadwykonania obowiązku mocowego. Opłacalność realokacji dodatkowo zmniejszają ewentualne opłaty transakcyjne dla platformy handlowej.

Zapewne dominującym rodzajem transakcji realokacji będą transakcje wewnątrz jednej grupy kapitałowej lub umowy między dwoma podmiotami na zasadzie „barterowej”.

## Podsumowanie

Wybrane aspekty opisane w artykule składają do stwierdzenia, iż w 2021 roku nie powinna pojawić się potrzeba wtórnego obrotu mocą na dużą skalę, ponieważ większość grup energetycznych jest w stanie sama zapewnić sobie rezerwę dla największego źródła wytwórczego. W kolejnych czterech latach na rynku wtórnym będą jeszcze jednostki niespełniające limitów emisyjnych określonych przez Pakiet Zimowy [8],



jednak od połowy 2025 roku znikną one z rynku, co może powodować większe trudności w pozyskaniu rezerwy dla źródeł wytwórczych posiadających umowę mocową. Z kolei zwiększający się udział jednostek DSR w rynku mocy będzie wpływać na zwiększenie wolumenu dostępnego na rynku wtórnym.

Po niewywiązaniu się z obowiązku mocowego podczas okresu zagrożenia zawarcie transakcji na rynku wtórnym może okazać się trudne, ze względu na fakt, że podmiot, który nadwykonał obowiązek mocowy może po prostu czekać na premię zamiast angażować się w transakcje na rynku wtórnym. Z tego też powodu transakcje dotyczące przyszłej części obowiązku mocowego będą najprawdopodobniej dominującym rodzajem transakcji na wtórnym rynku mocy (pomijając realokacje wewnątrz grup kapitałowych).

## PIŚMIENNICTWO

- [1] *Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym*, Dz.U., poz. 1455.
- [2] *Obecna sytuacja i prognozy przy istniejących politykach i środkach (stan na koniec 2017 r.) Załącznik 1. do Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, Ministerstwo Energii, projekt z dnia 4.01.2019, <https://www.gov.pl/attachment/1e68d07b-94a4-4a0f-9629-d798131db92a> [dostęp: 1.07.2020].
- [3] *Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego – załącznik nr 1 do Polityki energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040)*, Ministerstwo Energii, 23.11.2018, <https://www.gov.pl/attachment/3c8a2fd6-a0a4-4b7f-b301-0b8569f1eaf7> [dostęp: 1.07.2020].
- [4] *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 99/2018 w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021*, Urząd Regulacji Energetyki, 27.11.2018, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/7899,Informacja-nr-992018.html> [dostęp: 1.07.2020].
- [5] *Informacje o zasobach wytwórczych KSE wg stanu na 29.11.2019*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., <https://www.pse.pl/dokumenty?safeargs=666f6c64657249643d3333393139#> [dostęp 1.07.2020].
- [6] *Udział odbiorców w Rynku Mocy – szanse i zagrożenia*, KPMG Sp. z o.o. sp.k., marzec 2020, <https://www.teraz-srodowisko.pl/media/pdf/aktualnosci/8620-KPMG-udzial-odbiorcow-rynku-mocy-szanse-zagrozenia-2020.pdf> [dostęp 1.07.2020].
- [7] *Regulamin Rynku Mocy*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., wersja z dnia 30.03.2018, [https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Regulamin\\_rynku\\_mocy\\_zatwierdzony\\_decyzja%20C4%85\\_URE\\_z\\_dnia\\_30.03.2018.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Regulamin_rynku_mocy_zatwierdzony_decyzja%20C4%85_URE_z_dnia_30.03.2018.pdf) [dostęp: 1.07.2020].
- [8] *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej*, Dz.Urz.UE L 158.



Niezależne ekspertyzy na  
potrzeby rynku mocy

[www.rynekmocy.com](http://www.rynekmocy.com)

Łukasz Kot

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.

Zakład Chemii i Diagnostyki

# Ścieki bez amoniaku – bezodpadowa technologia usuwania jonu amonowego ze ścieków z IOS

## Wastewater without ammonia – waste-free technology of ammonium ion removal from FGD wastewater

W artykule opisano opracowaną przez ENERGOPOMIAR metodę usuwania jonu amonowego ze ścieków pochodzących z instalacji mokrego odsiarczania spalin. Innowacyjność metody pozwoliła na uzyskanie w 2020 roku patentu. Kluczowym rozwiązaniem poprawiającym skuteczność metody oraz pozwalającym na prowadzenie procesu oczyszczania w łagodniejszych dla środowiska warunkach jest zastosowanie pary jako nośnika dla wydzielanego amoniaku. Szybka odpowiedź układu na zmianę parametrów procesowych oraz modułowy charakter proponowanej instalacji umożliwiają jej stosowanie zarówno w już istniejących, jak i projektowanych oczyszczalniach ścieków.

**Słowa kluczowe:** oczyszczalnia ścieków z IOS, jon amonowy, amoniak, kolumna strippingowa, para, odgazowanie termiczne, alkalizacja, pH

The article describes the method of ammonium ion removal from wastewater generated by wet FGD plants which has been prepared by „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. In 2020 the method was patented thanks to its innovation. A key solution which enhances effectiveness of this method and enables a treatment process at conditions less severe to the environment is the use of steam as a released ammonia carrier. A quick response of the system to the change in process parameters and its modular character make it possible to use it both in the existing as well as the designed wastewater treatment plants.

**Keywords:** FGD wastewater treatment plant, ammonium ion, ammonia, stripping column, steam, thermal degassing, alkalisation, pH

### Wprowadzenie

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. wychodząc na przeciw restrykcyjnym wymaganiom prawnym dotyczącym kwestii zanieczyszczenia wód prowadzi szeroko zakrojone prace badawcze na rzecz ochrony środowiska. Wynikiem podjętych w ostatnich latach badań służących redukcji emisji zanieczyszczeń do wód powierzchniowych jest opracowanie technologii usuwania jonu amonowego z wysokozasolonych ścieków z oczyszczalni ścieków instalacji mokrego odsiarczania spalin. Artykuł prezentuje ścieżkę postępowania w projekcie badawczym od pomysłu poprzez badania laboratoryjne, aż do wybudowania instalacji pilotażowej w skali technicznej na pracującym obiekcie w krajowej energetyce.

Badania były prowadzone przez zespół specjalistów Działu Technologii Wody i Ścieków od 2014 roku, a ich zwieńczeniem było uzyskanie w 2020 roku ochrony patentowej wynalazku o tytule: „Sposób usuwania amoniaku ze ścieków i kolumna strippingowa do usuwania amoniaku ze ścieków” (numer patentu: Pat.235433).

Innowacyjna technologia pozwala na osiągnięcie wysokiej skuteczności procesu przy łagodnym reżimie technologicznym oraz zapewnia możliwość wtórnego zagospodarowania produktów z procesu oczyszczania ścieków, co wyróżnia ją spośród innych metod.

### Geneza problemu

Problem obecności amoniaku w ściekach z instalacji odsiarczania spalin wiąże się z koniecznością spełnienia coraz bardziej rygorystycznych wymagań środowiskowych, szczególnie w zakresie emisji tlenków azotu  $\text{NO}_x$  oraz tlenków siarki  $\text{SO}_x$ . Już działające, jak również powstające instalacje odsiarczania i odazotowania spalin, z uwagi na coraz częściej wymaganą przez rynek elastyczną pracę kotłów energetycznych, będą poddawane zmiennym warunkom eksploatacji. Oczywistym jest, że praca w niestabilnych warunkach skutkuje zaburzeniem procesu oczyszczania w wyniku zmian w mechanizmach reakcji chemicznych: stosunek stechiometryczny i stopień wymieszania reagentów, reżimy temperaturowe. W efekcie w instalacjach odazotowania spalin dochodzi do zjawiska prześlizgu amoniaku, objawiającego się jego obecnością w ściekach z instalacji mokrego odsiarczania spalin. W przypadku metody selektywnej niekatalitycznej redukcji  $\text{NO}_x$  (ang. *selective non-catalytic reduction* – SNCR) prześlizg amoniaku jest znacznie większy niż dla instalacji selektywnej katalitycznej redukcji  $\text{NO}_x$  (ang. *selective catalytic reduction* – SCR). Oczyszczalnie ścieków instalacji mokrego odsiarczania spalin nie są przystosowane do usuwania ze ścieków amoniaku, gdyż głównym ich zadaniem jest usunięcie metali ciężkich oraz zawiesiny w procesach koagulacji, flokulacji i sedymentacji.

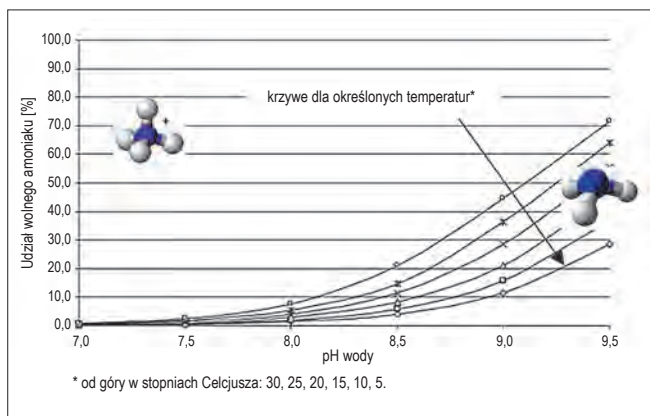
Dopuszczalne stężenie jonu amonowego w ściekach zrzucanych bezpośrednio do odbiornika (do środowiska) wynosi  $10 \text{ mg N}_{\text{NH}_4}/\text{l}$  i zostało określone w *Rozporządzeniu Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 12 lipca 2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych* [1].



## Teoria w pigułce

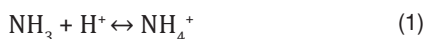
Podstawą do opracowania innowacyjnej technologii oczyszczania ścieków jest znajomość mechanizmów reakcji chemicznych, sposobów ich kontrolowania oraz postaci występowania w roztworze związków chemicznych.

Forma występowania amoniaku ściśle uzależniona jest od wartości pH roztworu (rys. 1).



Rys. 1. Formy występowania amoniaku w zależności od pH wody  
Źródło: [2]

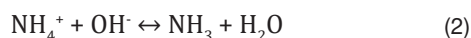
W roztworach o wysokim odczynie (jako pH) amoniak występuje w formie gazu (wolnego amoniaku), który można usunąć poprzez odgazowanie. Przy niższym pH przyjmuje on postać jonu amonowego, który w wyniku działania sił jonowych obecnych w roztworze jest znacznie lepiej z nim związany (tworzy sole amonowe).



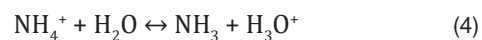
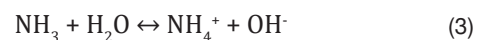
Czynnikiem wspomagającym przejście amoniaku do formy gazowej jest temperatura roztworu, w którym jest on rozpuszczony. Zgodnie z prawem Henry'ego w wyższej temperaturze rozpuszczalność gazów w cieczach maleje, w wyniku czego łatwiej je usunąć. Gdy odczyn roztworu waha się w granicach pH 7–8, praktycznie cały amoniak występuje w formie jonu amonowego silnie związanego z cieczą. Wyższe wartości pH 8,5–9,5 skutkują przejściem amoniaku do formy gazowej, łatwiejszej do usunięcia z roztworu.

## Od pomysłu do patentu

Kluczowym rozwiązaniem wpływającym na wysoką wydajność redukcji stężenia amoniaku w ściekach jest zastosowanie pary jako nośnika dla wydzielanego amoniaku oraz do rozwinięcia powierzchni kontaktu fazy ciekłej i gazowej. Zabieg ten umożliwił znaczne obniżenie stopnia alkalizacji ścieków, która ułatwia przejście amoniaku z formy związanej (jon amonowy) do wolnej ( $\text{NH}_3$  gazowy).



Zgodnie z teorią Brønsteda-Lowry'ego będący zasadą  $\text{NH}_3$  tworzy z kationem  $\text{NH}_4^+$  sprzężoną parę kwas–zasada:

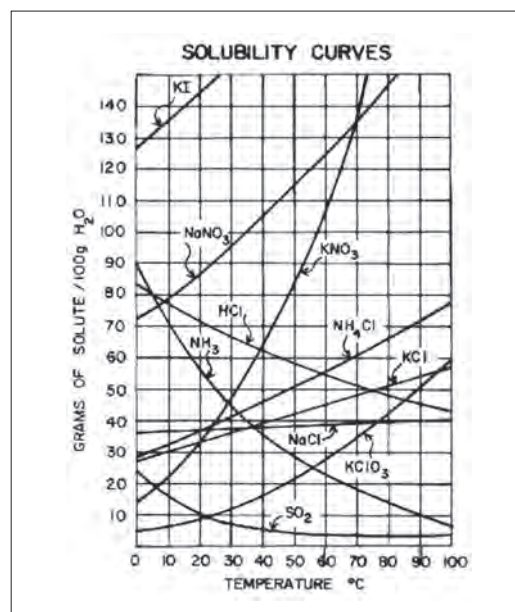


Związki posiadają swoje stałe dysocjacji: zasadową  $K_b$  oraz kwasową  $K_a$ . W ściekach ustala się pomiędzy nimi równowaga kwasowo-zasadowa. Należy tak prowadzić proces, by przesunąć równowagę w prawo – w kierunku  $\text{NH}_3$  – równanie (2). Wówczas maksymalizuje się przejście jonu amonowego do formy wolnego amoniaku. Aby jednak do tego doszło, należy zmienić równowagę pomiędzy stężeniem/ciśnieniem cząstkowym amoniaku w fazie gazowej a stężeniem amoniaku rozpuszczonego w ściekach. Przejście amoniaku do fazy gazowej obniża stężenie jonu amonowego w ściekach i ustala się nowa równowaga. Reakcja zachodzi zgodnie z Prawem Henry'ego:

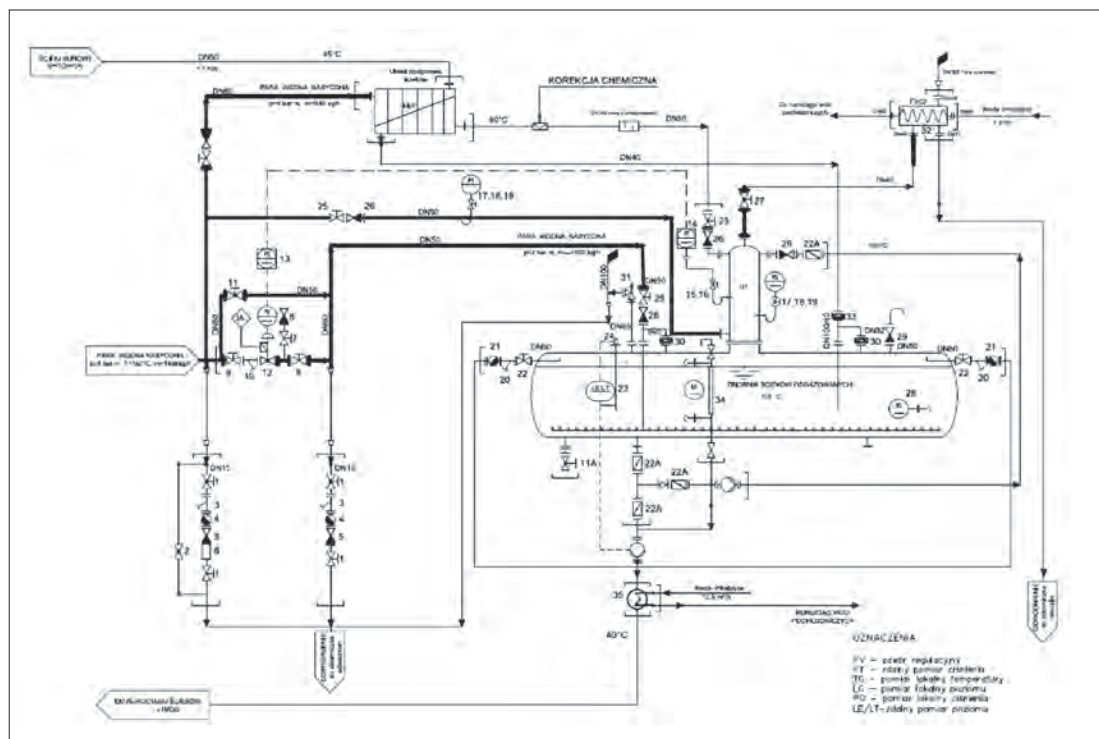
$$\frac{c_1}{p_1} = \frac{c_2}{p_2} \quad (5)$$

gdzie ( $c_1$ ,  $p_1$ ) i ( $c_2$ ,  $p_2$ ) to odpowiednio stężenie amoniaku w ściekach i jego ciśnienie cząstkowe nad ściekami.

Zgodnie z równaniem (5) każdorazowe obniżenie ciśnienia cząstkowego amoniaku nad ściekami (w oparach), poprzez jego odprowadzenie z układu (wraz z parą), zapewni przejście odpowiedniej ilości amoniaku ze ścieków do gazu [przesunięcie równania (2) w prawo]. Dodatkowo wysoka temperatura w przypadku egzotermicznej reakcji amoniaku w ściekach (wraz z temperaturą maleje jego rozpuszczalność – rysunek 2) zapobiega wtórnej absorpcji amoniaku przez ścieki. Dzięki tym dwóm zjawiskom stężenie jonu amonowego w ściekach maleje.



Rys. 2. Rozpuszczalność amoniaku w g na 100 g  $\text{H}_2\text{O}$  w funkcji temperatury  
Źródło: [3]



Rys. 3.  
Schemat instalacji  
pilotażowej  
Źródło:  
opracowanie własne

## Z laboratorium do skali technicznej

Rozpracowanie mechanizmów reakcji stanowiło dopiero początek długiej drogi do wypracowania skutecznej technologii. W kolejnym kroku przeanalizowano możliwości techniczne oraz aspekt ekonomiczny wdrożenia pomysłu do przemysłu. W tym celu wykonano badania laboratoryjne oraz pilotażowe.

Badania laboratoryjne służą uzyskaniu odpowiedzi na kluczowe pytania dotyczące prowadzenia samego procesu. Dzięki nim pozyskuje się wiedzę o wpływie wybranych parametrów procesowych na wydajność oczyszczania ścieków oraz o sposobie ich kontroli. W trakcie badań pojawiają się problemy, których istnienia nie zakładano na etapie studium literaturowego, a wynikają one ze specyficznej matrycy ścieków oraz złożoności i współistnienia różnych procesów chemicznych. Z tego też powodu przed wdrożeniem technologii konieczna jest praktyka, nawet w mikroskali. Wyeliminowanie błędów i doskonalenie technologii na tym etapie przynosi wymierne korzyści w dalszych krokach realizacji projektu.

W związku z zadowalającymi wynikami badań laboratoryjnych – skuteczność usuwania jonu amonowego ze ścieków na poziomie 95% – oraz opanowaniem kontroli procesu skupiono się na przeniesieniu założeń z mikroskali na realne warunki – wybudowano instalację pilotażową w skali półtechnicznej/technicznej.

Instalacja składa się z następujących urządzeń podstawowych i zespołów urządzeń (rys. 3):

- zmodyfikowany odgazowywacz termiczny,
- stacja korekcji pH,
- układ sterowania dopływem i podgrzewem ścieków (kompaktowy węzeł cieplny),

- zespół dopływu pary procesowej na barbotaż,
- zespół pomiaru i regulacji poziomu ścieków oraz pomiaru i regulacji ciśnienia w zbiorniku,
- chłodnica ścieków oczyszczonych,
- skraplacz kondensatu wody amoniakalnej,
- pompa zrzutowa ścieków oczyszczonych w instalacji,
- pompa recyrkulacyjna,
- zbiorniki kondensatu wody amoniakalnej.

## Przebieg procesu oczyszczania

W zmodyfikowanej stacji odgazowania termicznego (rys. 4) zachodzi główny proces technologiczny – odgazowanie i usuwanie amoniaku poprzez jego absorpcję na rozwiniętej powierzchni pary. Właśnie zastosowanie pary wodnej jako absorbenta wolnego (gazowego) amoniaku jest innowacyjnym rozwiązaniem, które umożliwia jego szybkie i skuteczne usuwanie z lustra ścieków ze zbiornika głównego.

W procesie reagentami są podgrzane, zalkalizowane ścieki oczyszczone w oczyszczalni mokrego odsiarczania spalin oraz para procesowa. Para stanowi zarówno medium grzewcze, jak i absorbent/nośnik uwolnionego amoniaku. W celu szybszego ustalenia stanu równowagi – równanie (2) – należy zapewnić maksymalne rozwinięcie powierzchni międzyfazowej oraz optymalne warunki hydrodynamiczne. Zastosowano zatem perforowane półki w kolumnie strippingowej oraz barbotaż w zbiorniku odgazowania termicznego. Sprawność procesu absorpcji w kolumnie strippingowej zwiększono wprowadzając oczyszczane ścieki w przeciwnym kierunku do pary procesowej. Parę z zabsorbowanym amoniakiem odprowadza się z kolumny strippingowej

przez zawór odpowietrzający zamontowany w jej kopule. Usuwane z układu opary po przejściu przez chłodnicę ulegają skropleniu dając kondensat wody amoniakalnej. W celu zachowania jego czystości pomiędzy kolumną strippingową a zbiornikiem zamontowano zabezpieczenia przeciwko unosom kropel ścieków. Ścieki oczyszczone (odgazowane z amoniaku) odprowadzane są z instalacji z dolnej części zbiornika. W instalacji przewidziano możliwość recyrkulacji ścieków. Recyrkulacja przedłuża czas uwalniania amoniaku z fazy ciekłej oraz obniża ciśnienie cząstkowe amoniaku nad lustrem ścieków zwiększając tym samym skuteczność procesu odgazowania amoniaku ze ścieków i jego absorpcji na nośniku.



Rys. 4. Zmodyfikowana stacja odgazowania termicznego  
Źródło: opracowanie własne

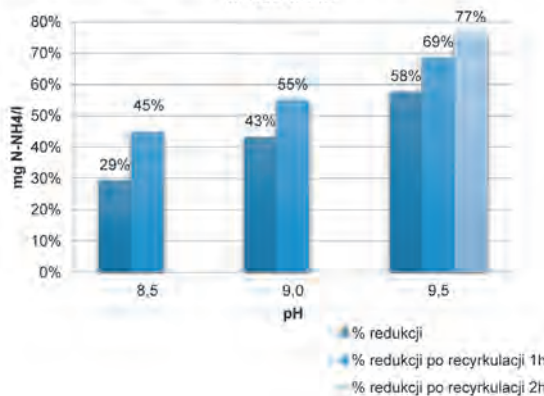
Kluczowe parametry decydujące o wydajności procesu oczyszczania:

- pH – ułatwia przejście jonu amonowego do postaci amoniaku wolnego, zbyt wysokie przyczynia się do wypadania osadu – wodorotlenki metali;
- ciśnienie w stacji odgazowania termicznego – pozwala osiągnąć stan równowagi kwasowo-zasadowej;
- temperatura w stacji odgazowania termicznego – decyduje o rozpuszczalności amoniaku w ściekach;
- stopień otwarcia zaworu odpowietrzającego w kopule kolumny – pozwala na zmianę ciśnień cząstkowych pomiędzy fazą ciekłą a gazową;
- ciśnienie pary podawanej do instalacji – decyduje o ilości pary wprowadzanej do instalacji w celu zapewnienia podgrzewu ścieków oraz rozwinięcia powierzchni absorpcji;
- poziom napełnienia zbiornika stacji odgazowania termicznego – reguluje czas zatrzymania ścieków w procesie usuwania jonu amonowego.

### Wyniki badań pilotażowych

Uzyskane wyniki z przeprowadzonych badań wskazują na wysoką skuteczność innowacyjnej technologii opracowanej przez „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. Badania prowadzono dla trzech poziomów pH w celu weryfikacji przyjętych założeń.

Najwyższe osiągnięte stopnie redukcji stężenia amoniaku w ściekach



Rys. 5. Osiągnięte stopnie redukcji stężenia amoniaku w ściekach  
Źródło: opracowanie własne

Dla pH 9,5 ścieków dopływających do instalacji pracującej w trybie ciągłym redukcja stężenia amoniaku w ściekach wynosiła odpowiednio:

- ok. 48–50% (spadek o 100 mg/l) dla instalacji pracującej w trybie ciągłym,
- ok. 62–68% (spadek o 120 mg/l) dla godzinnej recyrkulacji ścieków,
- ok. 70–77% (spadek o 133 mg/l) dla dwugodzinnej recyrkulacji ścieków.

Przedstawione wartości procentowe spadku stężenia amoniaku w ściekach w odniesieniu do jego końcowej zawartości przedstawiają się następująco:

- dla ścieków zanieczyszczonych amoniakiem na poziomie ok. 200 mg/l osiągnięto w ściekach oczyszczonych spadek stężenia amoniaku do poziomu ok. 100 mg/l dla pracy w trybie ciągłym, 75 mg/l dla godzinnej recyrkulacji ścieków oraz ok. 55 mg/l dla dwugodzinnej recyrkulacji ścieków;
- dla ścieków zanieczyszczonych amoniakiem na poziomie ok. 128 mg/l analogiczne wartości wyniosły około: 71, 61 oraz 49 mg/l; w trakcie prowadzonych badań maksymalnie w czasie 2-godzinnej recyrkulacji ścieków udało się obniżyć w nich stężenie amoniaku do poziomu 40,5 mg/l.

### Podsumowanie

Przedstawione wyniki z badań pilotażowych potwierdzają wysoką skuteczność opracowanej metody usuwania jonu amonowego z wysokozasolonych ścieków z oczyszczalni ścieków instalacji odsiarczania spalin. Należy zauważyć, że osiągnięto je przy łagodniejszym dla środowiska reżimie technologicznym. Dodatkowo możliwość zagospodarowania kondensatu amoniakalnego, a tym samym bezodpadowość instalacji, wpisuje się w postępujące trendy ekologiczne minimalizujące niekorzystny wpływ instalacji przemysłowych na środowisko naturalne. Dalsze działania skupiają się na wypracowaniu projektu instalacji, która musi być dopasowana indywidualnie do każdego obiektu.



Opatentowana przez „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. technologia usuwania jonu amonowego ze ścieków pochodzących z oczyszczalni instalacji mokrego odsiarczania spalin stanowi dogodne rozwiązanie dla obiektów, w których prześlizg amoniaku stanowi znaczący problem.

Główne zalety, które pozwalają na szerokie zastosowanie tej metody w przemyśle:

- modułowy charakter instalacji pozwalający na jej zabudowę do już pracujących oczyszczalni ścieków mokrego odsiarczania spalin bez ingerencji w ich proces oczyszczania – brak destabilizacji;
- możliwość szybkiej regulacji parametrów procesowych w zależności od wymaganego poziomu redukcji stężenia amoniaku;
- krótki czas zatrzymania ścieków w instalacji w stosunku do otrzymanej wydajności oczyszczania ścieków z jonu amonowego;
- możliwość wykorzystania powstałego kondensatu wody amoniakalnej do innych procesów technologicznych – technologia bezodpadowa.

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. dysponuje niezależną opinią ekspercką wydaną wspólnie przez kadrę naukową Wydziału Chemii Uniwersytetu Warszawskiego i Katedry Technologii Chemicznej Politechniki Warszawskiej.

Na koniec słowa z oceny ekspertów:

„Podsumowując, w opisanej technologii zastosowano rozwiązania inżynieryjno-aparaturowe, które gwarantują intensyfikację oczyszczania ścieków z amoniaku. Można śmiało stwierdzić, że wykonano wszystko zgodnie z zasadami sztuki.”

#### PIŚMIENNICTWO

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 12 lipca 2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych, Dz.U., poz. 1311.
- [2] Bartkiewicz B., *Oczyszczanie ścieków przemysłowych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002.
- [3] Witryna internetowa University of Virginia, Physics Department: <http://www.phys.virginia.edu/> [dostęp: 27.02.2017].



## ZAKŁAD CHEMII I DIAGNOSTYKI



- Diagnostyka materiałowa i ocena stanu technicznego urządzeń
- Badania korozyjne materiałów. Badania obiegów wodno-parowych
- Trawienie i dmuchanie kotłów. Chemiczne czyszczenie urządzeń
- Badania i doradztwo techniczne w dziedzinie technologii wody i ścieków
- Systemy pomiarów parametrów fizykochemicznych wody i pary



Dr inż. Andrzej Kochaniewicz  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Technologie ORC – przegląd rozwiązań i możliwości zastosowania w obszarze skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

## ORC technologies – an overview of solutions and applicability in combined heat and power generation

W artykule dokonano przeglądu rozwiązań i możliwości zastosowania technologii ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*) dla skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła. Technologia ORC opiera się na takich samych zasadach działania jak w przypadku klasycznego obiegu Clausiusa Rankine'a, tzn. zachodzą w nim takie same przemiany termodynamiczne, różnica polega jedynie na zastosowaniu czynnika niskowrzącego. W artykule skupiono się głównie na gotowych i sprawdzonych rozwiązaniach dostawców tego typu układów. Dokonano porównania konfiguracji dla układów tego typu, jak również przedstawiono możliwość ich zastosowania w celu optymalizacji wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Główną zaletą technologii ORC to możliwość zastosowania jej w różnych gałęziach gospodarki. Dostępna na rynku komercyjna technologia opiera się głównie na układach ORC zasilanych kotłami na biomasę. Dla tej technologii dokonano syntetycznego zestawienia gotowych rozwiązań, w tym typoszeregów dostępnych mocy elektrycznych i cieplnych w układzie skojarzonym oraz dodatkowo mocy elektrycznej i sprawności elektrycznej w układzie kondensacyjnym. W artykule poruszono także aspekt ekonomiczny związany z nakładami inwestycyjnymi na tego typu rozwiązania, dla których wykreślono charakterystyki kosztowe.

**Słowa kluczowe:** technologia ORC, efektywność energetyczna, skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła, obiegi ciepłe

The article presents an overview of solutions and applicability of the ORC (*Organic Rankine Cycle*) technology in combined heat and power generation. The ORC technology is based on the same principles of operation as in the classic Clausius Rankine cycle, i.e.: the same thermodynamic transformations occur. The only difference is the application of a low-boiling agent. The article mainly focuses on the ready and proven solutions used by suppliers of systems like that. A comparison is made of configurations for this type of systems and, moreover, their possible use to optimize electric power and heat generation is presented. The basic advantage of the ORC technology is possibility of its application in various sectors of the economy. The commercial technology offered on the market is generally based on ORC systems supplied by biomass-fired boilers. The article provides a synthetic list of ready solutions for this technology, including types of available electric and thermal power in combined systems and, additionally, of electric power and electric efficiency in condensing systems. Besides, the article mentions an economic aspect related to capital expenditures for the presented solutions and provides the corresponding cost estimates.

**Keywords:** ORC technology, power efficiency, combined heat and power generation, thermal cycles

### Wprowadzenie

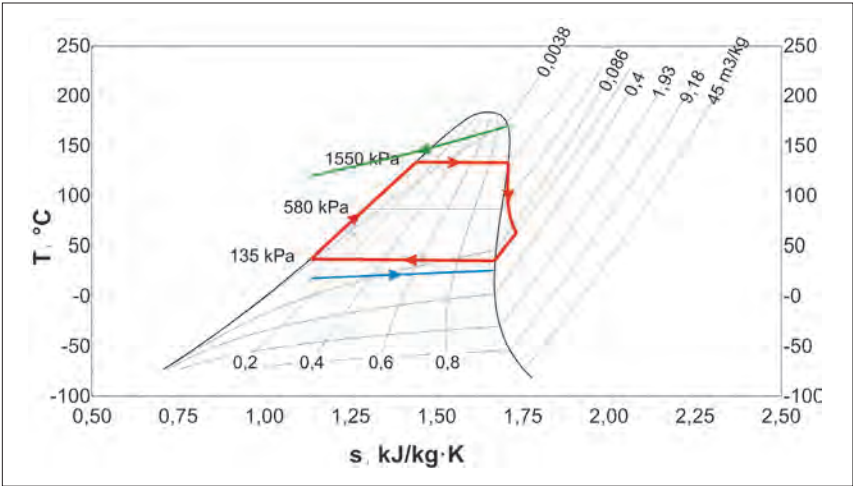
Obecnie w Polsce trwa transformacja energetyczna ukierunkowana na odchodzenie od spalania paliw kopalnych w celu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Proces ten związany jest z polityką Unii Europejskiej, która obrała sobie za cel ochronę klimatu oraz dekarbonizację procesów energetycznych. Sposobem na zrekompensowanie ubytku mocy w systemach energetycznych w krajach należących do Unii Europejskiej jest znaczący wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w produkcji energii elektrycznej.

W Polsce wiele konwencjonalnych bloków energetycznych, zwłaszcza klasy 100 MW i część klasy 200 MW, już zostało lub w najbliższych latach zostanie wycofanych z eksploatacji. W ich miejsce powstały lub powstają nowoczesne wysokosprawne bloki klasy 500 lub 1000 MW na parametry nadkrytyczne (*Elektrownie: Turów, Bełchatów, Opole, Kozienice, Jaworzno*).

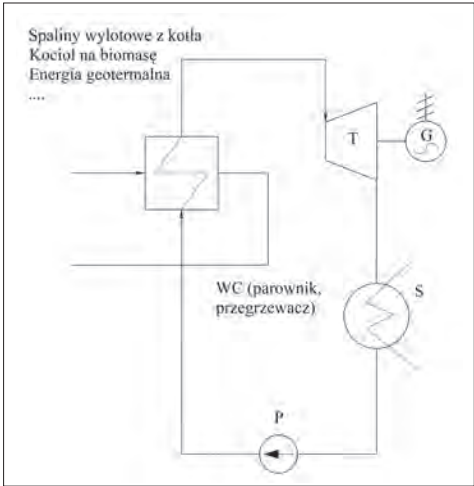
Dodatkowo w celu poprawy dywersyfikacji produkcji energii elektrycznej i ciepła budowane są układy gazowo-parowe.

W Polsce można również zaobserwować stały wzrost udziału OZE w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Jednym z rozwiązań, mieszczącym się w szerokim zakresie rozwiązań technologicznych zaliczanych do OZE, są układy ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*). Układy ORC to rozwiązania, które najczęściej występują w połączeniu z kotłami na biomasę, źródłami geotermalnymi oraz instalacjami solarnymi. Oprócz wymienionych rozwiązań należących do OZE układy ORC są również aktywnie włączane w źródła odzysku ciepła niskotemperaturowego z różnego rodzaju instalacji w celu wytwarzania produkcji energii elektrycznej. Układy ORC korzystnie wpływają na poprawę szeroko rozumianej efektywności energetycznej.

Zagadnienia technologiczne układów ORC sprowadzają się do doboru i dopasowania czynnika niskowrzącego do źródła ciepła, warunków chłodzenia oraz kompleksowego zaprojektowania instalacji. Często tego typu instalacje posiadają modułową budowę.



Rys. 1. Praca obiegu ORC na wykresie T-s  
Źródło: [1]



Rys. 2. Ideowy schemat organicznego obiegu Rankine'a  
Źródło: [1]

W kontekście układów ORC należy rozumieć różne konfiguracje pracy instalacji ORC – możliwość pracy z przegrzewaczem pary (w przypadku mokrego czynnika) oraz zastosowanie wymiennika regeneracyjnego (w przypadku czynników suchych i izentropowych dla odzysku ciepła przegrzania).

Idea pracy układu ORC

Organiczny cykl Rankine'a pracuje na takiej samej zasadzie jak obieg Clausiusa-Rankine'a (rys. 1). Różnica polega jedynie na zastosowaniu innego medium roboczego. W obiegach ORC czynnikiem obiegowym jest ciecz niskowrząca.

Na rysunku 1 przedstawiono ideową pracę układu ORC. Ogólna zasada przy modelowaniu tego typu układów jest taka, że czynnik obiegowy musi zostać dopasowany do górnego i dolnego źródła ciepła. W przypadku górnego źródła ciepła dla założonego spiętrzenia temperatur następuje dobór ciśnienia i strumienia czynnika obiegowego, natomiast dolne źródło ciepła jest ściśle uwarunkowane warunkami chłodzenia (temperatury wody chłodzącej), a więc jest uzależnione od parametrów otoczenia.

Ciepło zasilające obieg ORC może pochodzić z różnych źródeł, między innymi z:

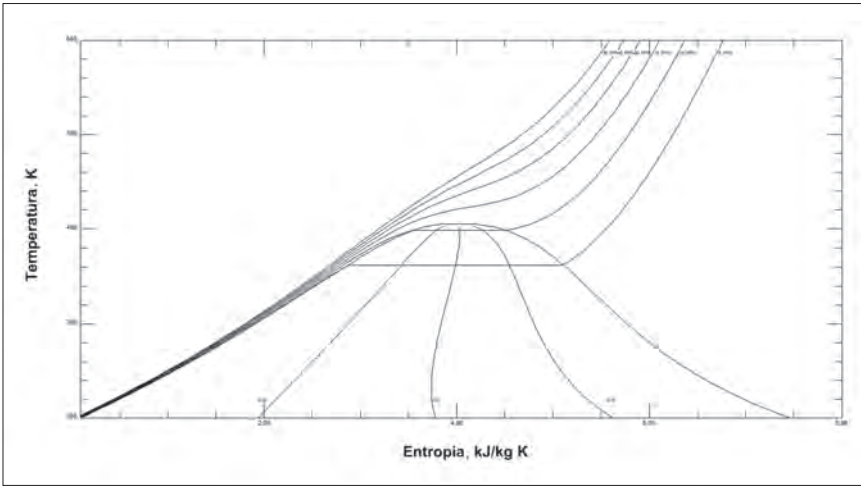
- kotłów opalanych biomasą,
- wód geotermalnych,
- energii słonecznej,
- ciepła odpadowego ze spalin,
- ciepła odpadowego z różnych procesów przemysłowych.

Na rysunku 2 przedstawiono uproszczony schemat układu ORC. Dzięki specyficznym własnościom termodynamicznym zastosowanych czynników obiegowych, takim jak niska entalpia parowania oraz niska temperatura wrzenia, instalacje te umożliwiają wykorzystanie ciepła niskotemperaturowego do produkcji energii elektrycznej w sytuacjach, gdzie obieg wodno-parowy byłby trudny bądź niemożliwy do zastosowania. W układach ORC stosuje się lekkie węglowodory charakteryzujące się ciepłem parowania stanowiącym ok. 17% ciepła parowania wody [2].

Podział czynników niskowrzących

Czynniki robocze stosowane w układach ORC to substancje powszechnie stosowane w chłodnictwie. Czynniki robocze wykorzystywane w obiegach można podzielić na trzy grupy. Podział ten uwarunkowany jest przebiegiem krzywej nasycenia  $x = 1$  na wykresie T-s. Jest on następujący:

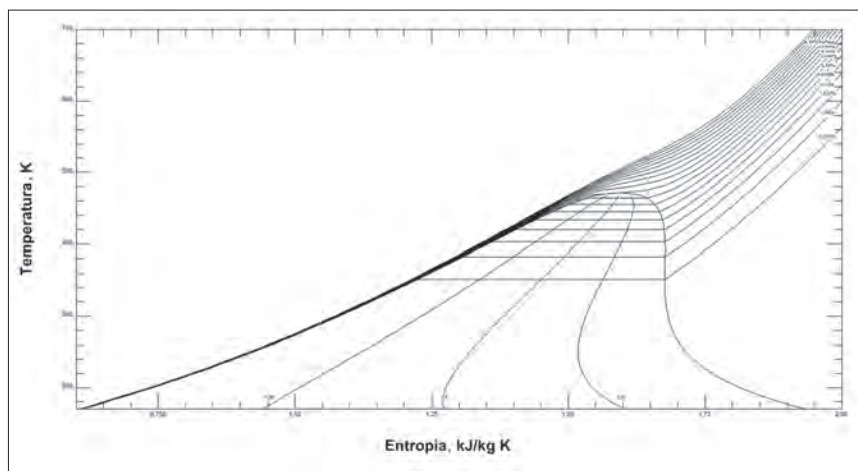
- substancje mokre (rys. 3),
- substancje izentropowe (rys. 4),
- substancje suche (rys. 5).



Rys. 3. Wykres T-s dla amoniaku  
Źródło: [1]

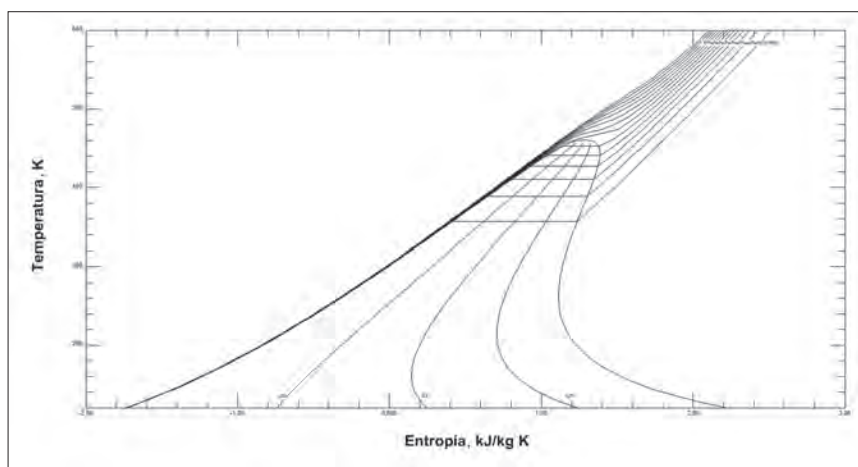
Na rysunku 3 zaprezentowano czynnik obiegowy mokry na przykładzie amoniaku.

Dla czynnika mokrego (rys. 3) możliwość jego praktycznego wykorzystania będzie wymagała zastosowania dodatkowego elementu, tj. przegrzewacza pary, ponieważ w jego przypadku występuje ujemny przebieg linii nasycenia pary ( $x = 1$ ). Zastosowanie przegrzewacza pary z pewnością będzie wpływało na dodatkowy koszt instalacji ORC.



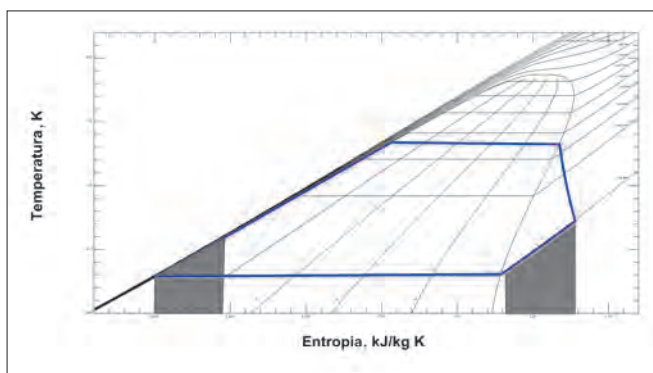
Rys. 4. Wykres T-s dla R11

Źródło: [1]



Rys. 5. Wykres T-s dla izopentanu [1]

Źródło: [1]



Rys. 6. Wpływ zastosowania wymiennika regeneracyjnego na pracę obiegu ORC na wykresie T-s na przykładzie izopentanu

Źródło: [1]

Na rysunku 4 zaprezentowano czynnik obiegowy izentropowy na przykładzie R 11.

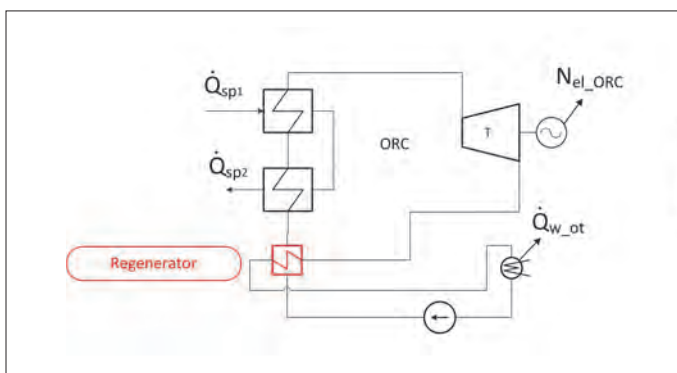
Na rysunku 5 zaprezentowano czynnik obiegowy suchy na przykładzie izopentanu.

Z energetycznego punktu widzenia stosuje się przeważnie czynniki suche (rys. 5), ponieważ para w czasie rozprężania znajduje się zawsze w obszarze przegrzania. W ten sposób unika się kłopotu ze stopniem suchości pary. Ważną zaletą zastosowania tego typu czynników (tak jak ma to miejsce również w przypadku substancji izentropowych (rys. 4)) jest możliwość odzysku ciepła przegrzania. Odzysk ciepła z przegrzania odbywa się poprzez schłodzenie czynnika przegrzanego (na wylocie z turbiny) do parametrów nasycenia (na wlocie do skraplacza). Odzyskane ciepło wykorzystywane jest do podgrzania czynnika obiegowego (rys. 6).

Należy również wspomnieć, że praca układu ORC może odbywać się zarówno dla parametrów podkrytycznych, jak i nadkrytycznych.

### Kryterium doboru czynnika niskowrzącego

Selekcja czynnika obiegowego z jednej strony opiera się na kryterium termodynamicznym, jakim jest moc oraz sprawność obiegu ORC, natomiast z drugiej strony czynnik musi być bezpieczny w eksploatacji. Czynnik roboczy powinien być dopasowany do górnego i dolnego źródła ciepła, oprócz odpowiednich właściwości termodynamicznych powinien cechować się również innymi ważnymi właściwościami.



Czynnik roboczy musi być:

- nieszkodliwy dla środowiska,
- łatwo dostępny oraz tani,
- nietoksyczny,
- stabilny oraz neutralny dla elementów instalacji,
- niepalny i niewybuchowy,
- niekorozyjny,

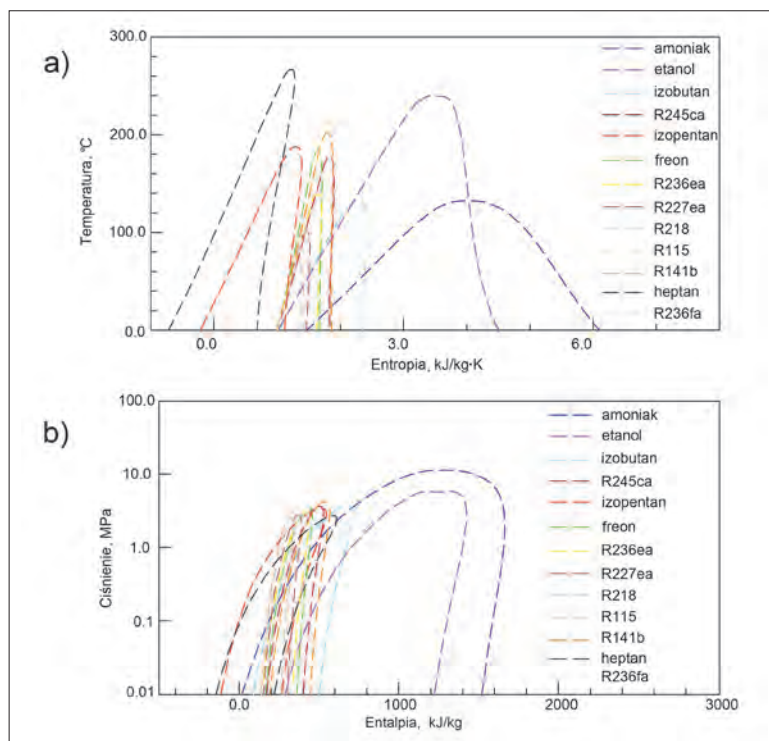
oraz musi posiadać niski potencjał na utratę właściwości.

Spośród wymienionych kryteriów jednym z nadrzędnych jest możliwie neutralny wpływ na środowisko. Stopień negatywnego wpływu na środowisko został zdefiniowany na podstawie wskaźników szkodliwości, do których należą między innymi: ODP, GWP, TEWI.

- ODP (ang. *Ozone Depletion Potential*) – potencjał niszczenia ozonu stratosferycznego, odniesiony do czynnika R 11, dla którego ODP = 1;
- HGWP (ang. *Halocarbon Global Warming Potential*) – potencjał tworzenia efektu cieplarnianego, odniesiony do czynnika R 11, dla którego HGWP = 1;
- GWP (ang. *Global Warming Potential*) – potencjał tworzenia efektu cieplarnianego, odniesiony do dwutlenku węgla ( $\text{CO}_2$ ), dla którego GWP = 1, w przyjętym horyzoncie czasowym (ITH);
- TEWI (ang. *Total Equivalent Warming Impact*) – całkowity (globalny) równoważnik tworzenia efektu cieplarnianego, uwzględniający bezpośrednią zdolność czynnika do tworzenia tego efektu oraz pośredni wpływ na jego tworzenie poprzez zużycie energii przez eksploatawane urządzenie chłodnicze;
- ITH (ang. *Integral Time Horizont*) – przyjęty horyzont czasowy oddziaływania danej substancji (zwykle 100 lub 500 lat) [3].

Na rysunku 7 przedstawiono charakterystykę termodynamiczną w układzie T-s oraz p-h dla kilku wybranych czynników niskowrzących.

Należy zauważyć, że poszczególne przebiegi krzywych nasycenia dla poszczególnych czynników różnią się od siebie w zależności od parametrów termodynamicznych.



Rys. 7. Charakterystyka wybranych czynników niskowrzących we wspólnym układzie współrzędnych: a) w układzie T-s, b) w układzie p-h

Źródło: [1]

### Struktury obiegów ORC dla skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła

W przypadku układów ORC główną ideą jest wykorzystanie ciepła niskotemperaturowego, co z praktycznego punktu widzenia kierunkuje te układy na produkcję energii elektrycznej. Możliwość wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest uzasadniona w przypadku dostępności górnego źródła ciepła na poziomie około 300°C. Komercyjne rozwiązania w zakresie układów ORC wytwarzających energię elektryczną i ciepło można podzielić ze względu na źródło pochodzenia ciepła zasilającego układ ORC na:

- ciepło wytwarzane w kotle biomasowym za pośrednictwem oleju termalnego,
- ciepło odpadowe wytwarzane ze spalin silników gazowych.

Procesy te zostały szerzej opisane w dalszej części artykułu.

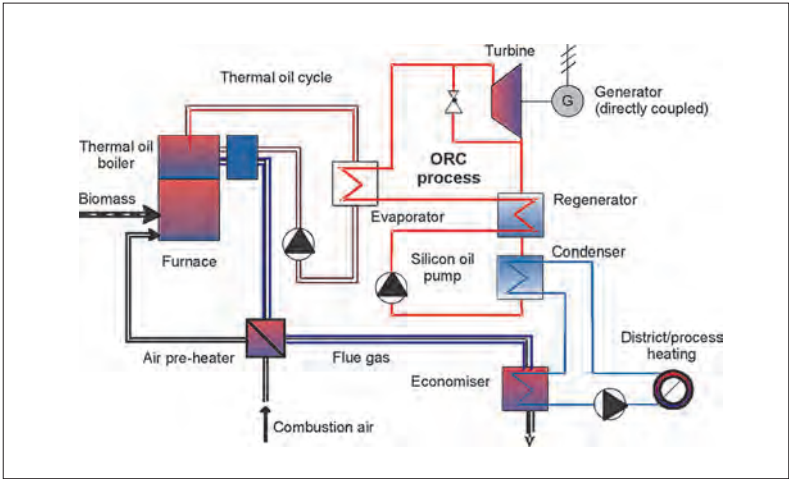
### Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w układach ORC zasilanych ciepłem z kotłów na biomasę

Na rysunku 8 przedstawiono schemat pracy układu kogeneracyjnego ORC zasilanego ciepłem z kotła opalanego biomasą. Medium pośrednie stanowi olej termalny. Charakteryzuje się on możliwością pracy w szerokim zakresie temperatury.

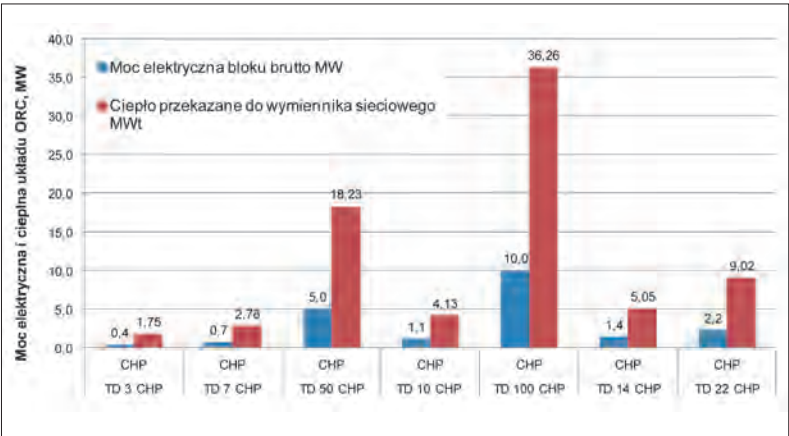
Na rynku dostępne są gotowe rozwiązania typoszeręgów instalacji o różnicowanych konfiguracjach mocy elektrycznej i cieplnej oraz o szerokim zastosowaniu. Dotyczy to zarówno układów skojarzonych, jak i wytwarzających tylko energię elektryczną. Jednym z największych dostawców tego typu układów jest firma *Turboden*. Cechują się one stosunkowo zwartą budową oraz wysoką sprawnością ogólną obiegu.



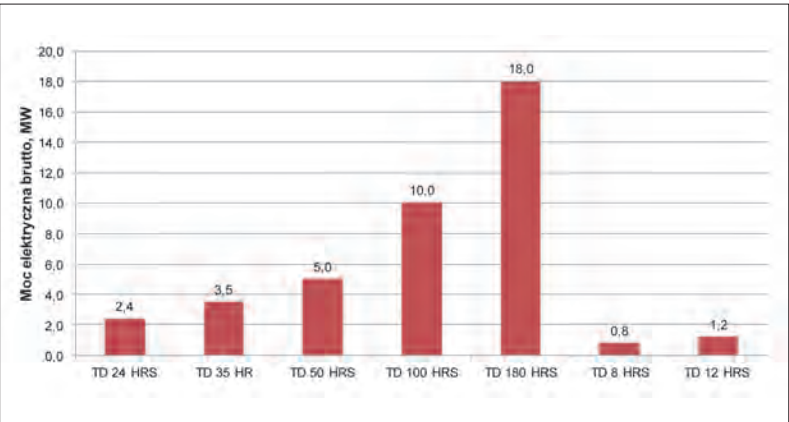
Jak można zaobserwować na rysunku 9, w przypadku układów ORC zasilanych ciepłem z kotłów opalanych biomasą dostępne są układy ORC o mocy elektrycznej 10 MW (brutto) oraz mocy cieplnej około 36 MW. Wynika z tego, że stosunek mocy elektrycznej do mocy cieplnej wynosi około 1:4. W tabeli 1 przedstawiono podstawowe parametry pracy takiej instalacji na przykładzie układu ORC TD100 CHP.



Rys. 8. Schemat elektrociepłowni ORC z kotłem na biomasę  
Źródło: [4]



Rys. 9. Moc elektryczna i ciepła w dostępnych układach kogeneracyjnych ORC  
Źródło: Turboden



Rys. 10. Moc elektryczna w układach kondensacyjnych ORC  
Źródło: Turboden

W przypadku układów ORC pracujących w kondensacji dostępne rozwiązania pozwalają na uzyskanie mocy elektrycznej na poziomie 18 MW, przy czym dotyczy to układu ORC zasilanego kotłem na biomasę.

Na rysunku 10 przedstawiono dostępne moce elektryczne (typoszeregi) instalacji ORC pracujące w układzie kondensacyjnym o zakresie mocy elektrycznej brutto 0,8–18 MW (20 MW).

Sprawność elektryczna brutto układów ORC pracujących w kondensacji zasilanych kotłem na biomasę nie przekracza 30% (rys. 11).

W tabeli 2 przedstawiono podstawowe parametry pracy takiej instalacji na przykładzie układu ORC TD180 HRS.

Tabela 1  
Parametry termodynamiczne układu ORC w skojarzonym układzie pracy

Blok ORC	TD 100 CHP	
	Jednostka	CHP
Moc elektryczna bloku brutto	MW	10
Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne	MW	0,67
Moc netto bloku	MW	9,33
Sprawność elektryczna brutto	%	21,4
Sprawność elektryczna netto	%	20,1
Temperatura oleju termalnego wlot/wylot	°C	315/230
Ciepło doprowadzone do obiegu	MW	46,73
Temperatura wody chłodzącej na wlot/wylot	°C	60/80
Ciepło przekazane do wymiennika sieciowego	MW	36,26
Temperatura otoczenia	°C	15
Sprawność kotła na biomasę	%	85

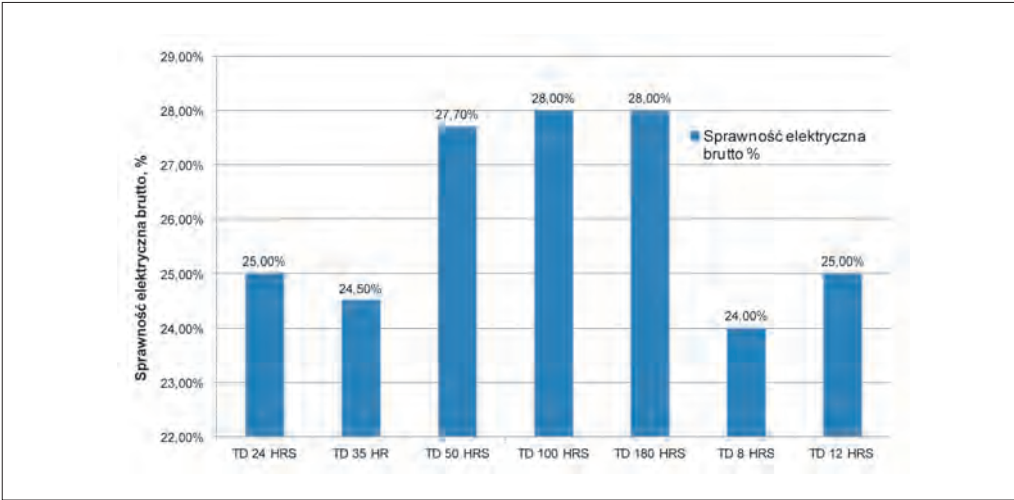
Źródło: Turboden

Tabela 2  
Parametry termodynamiczne układu ORC w kondensacyjnym układzie pracy

Blok ORC	TD 180 HRS	
	Jednostka	Kondensacyjny
Moc elektryczna bloku brutto	MW	18
Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne	MW	1,3
Moc netto bloku	MW	16,7
Sprawność elektryczna brutto	%	28
Sprawność elektryczna netto	%	26
Temperatura oleju termalnego wlot/wylot	°C	315/180
Ciepło doprowadzone do obiegu	MW	64,29
Temperatura otoczenia	°C	15
Sprawność kotła na biomasę	%	85

Źródło: Turboden

Rys. 11. Sprawność wytwarzania energii elektrycznej brutto w układach kondensacyjnych ORC  
Źródło: Turboden



Jednostkowe i całkowite nakłady inwestycyjne dla układów ORC CHP zasilanych kotłem na biomasę

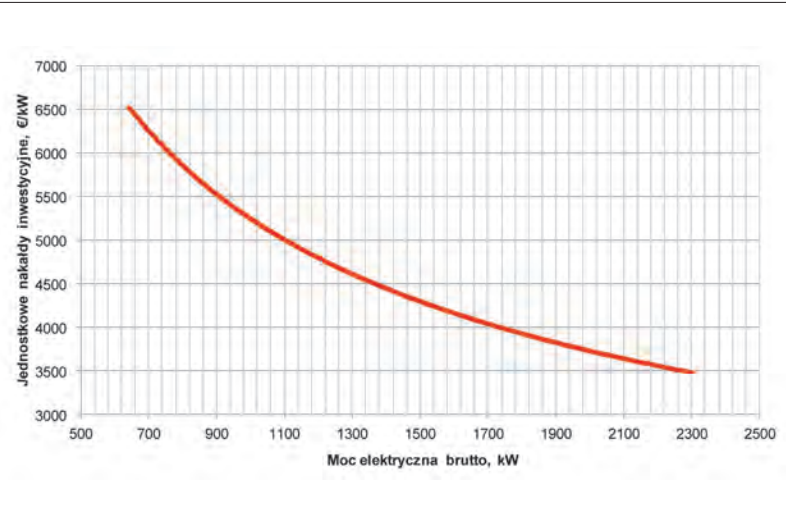
Jednostkowe nakłady inwestycyjne zależą przede wszystkim od wielkości instalacji ORC. Im instalacja ma większą moc, tym mniejsze są jednostkowe nakłady inwestycyjne. Na rysunku 12 przedstawiono charakterystykę obrazującą jednostkowe nakłady inwestycyjne na CHP w zależności od zainstalowanej mocy elektrycznej.

Analogicznie do rysunku 12 całkowite nakłady inwestycyjne na budowę instalacji można przedstawić za pomocą charakterystyki zaprezentowanej na rysunku 13.

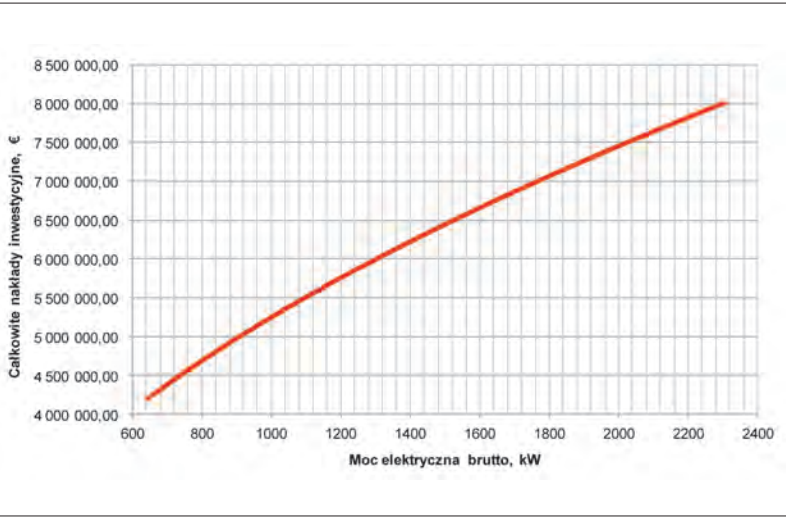
Z przedstawionej na rysunkach 12 i 13 charakterystyki można wnioskować, że koszt wybudowania elektrociepłowni ORC o mocy elektrycznej brutto 1 MW wyniesie 5 250 000 euro, co w przeliczeniu na złotówki (1 euro = 4,32 PLN – kurs z dnia 11.03.2020 roku) wyniesie 22 680 000 zł.

Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w układach ORC zasilanych ciepłem odpadowym ze spalin silników gazowych

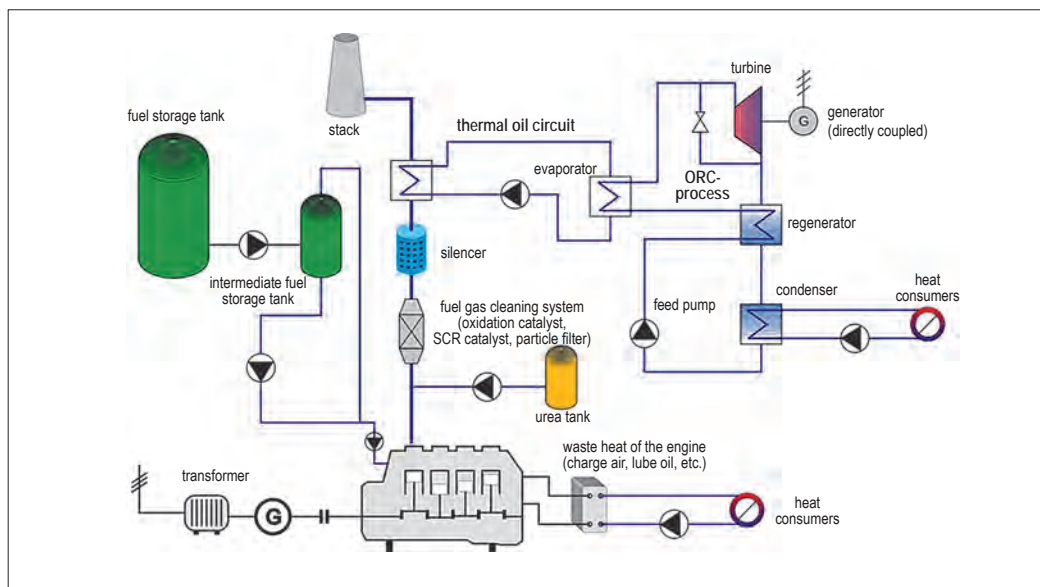
Drugim rozwiązaniem umożliwiającym produkcję energii elektrycznej i ciepła w układzie ORC jest wykorzystanie ciepła spalin wylotowych (odpadowych) z silników gazowych (rys. 14). W porównaniu z poprzednią technologią (z kotłem na biomasę) należy zauważyć, że tego typu kombinacja nie jest tak upowszechniona, a z uwagi na charakter instalacji moc cieplna takiego układu jest przeważnie mniejsza.



Rys. 12. Jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę układu ORC CHP  
Źródło: [5]



Rys. 13. Całkowite nakłady inwestycyjne na budowę układu ORC CHP  
Źródło: [5]



Rys. 14. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w układzie silnik gazowy–układ ORC  
Źródło: [6]

## Podsumowanie

W artykule zaprezentowano ideę pracy układu ORC oraz zasygnalizowano wybrane kryteria doboru czynników niskowrzących. Dokonano przeglądu dostępnych rozwiązań w zakresie skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w układach ORC oraz przedstawiono dwie technologie:

- wytwarzanie ciepła w kotle biomasowym za pośrednictwem oleju termalnego,
- wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin silników gazowych.

Z punktu widzenia dojrzałości technologicznej i komercyjnej w pełni dostępna technologia opiera się na wykorzystaniu ciepła z kotłów opalanych biomasą. Maksymalna dostępna moc elektryczna to 10 MW i ciepła w układzie skojarzonym to 36 MW. W układzie kondensacyjnym możliwa do uzyskania maksymalna moc oscyluje w granicach 18–20 MW (brutto) przy osiągnięciu sprawności wytwarzania energii elektrycznej brutto około 28%.

W przypadku drugiej technologii należy zauważyć, że tego typu rozwiązania znajdują się raczej w fazie rozwoju i nie są dostępne w dużej skali. Tym samym trudno jest się do nich odnieść szczegółowo.

Układy ORC bez wątplenia nadal będą rozwijane ze względu na możliwość wytwarzania energii elektrycznej i ciepła tam, gdzie obieg wodny jest niemożliwy do zastosowania w wymaganym zakresie parametrów. Przeszkodą w upowszechnieniu tego typu układów są na razie stosunkowo wysokie koszty, które po części są następstwem słabo rozwiniętego rynku dostawców. Można jednak przypuszczać, że z czasem układy te będą bardziej konkurencyjne ze względu na coraz większą liczbę dostawców oraz rosnące możliwości wdrożenia układów ORC współpracujących z silnikami spalinowymi, zwłaszcza w okresach niskiego zapotrzebowania na ciepło.

Dodatkową zaletą układów ORC jest możliwość ich zastosowania w różnych gałęziach przemysłu.

ENERGOPOMIAR, na etapie różnych prac koncepcyjnych, zamierza brać pod uwagę technologię ORC i w uzasadnionych kryteriach techniczno-ekonomicznych przypadkach proponować tego typu rozwiązania Klientom.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Kochaniewicz A., *Wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin kotłów bloków węglowych w celu zwiększenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej*, rozprawa doktorska, [w:] *Prace Naukowe. Monografie. Konferencje 2013*, z. 40, Politechnika Śląska, Gliwice 2013.
- [2] Badyda K., *Biomasa jako paliwo w małych elektrociepłowniach*, „Czysta Energia” 2008, nr 1.
- [3] Florek R., Reszewski S., *Przegląd i analiza własności ziębników w świetle regulacji Protokołu Montrealskiego (cz. I – wprowadzenie)*, „Chłódnictwo i Klimatyzacja” 2005, nr 3.
- [4] Obernberger I., Thonhofer P., Reisenhofer E., *Description and evaluation of the new 1000 kW Organic Rankine Cycle process integrated in the biomass CHP plant in Lienz, Austria*, „Euroheat & Power” 2002, No. 10.
- [5] Materiały reklamowe *CRB Energia Sp. z o.o.*, [http://www.crbenergia.pl/asp/pliki/foto/prezentacja\\_uklad\\_orc\\_kociol\\_sugimat\\_pl2.pdf](http://www.crbenergia.pl/asp/pliki/foto/prezentacja_uklad_orc_kociol_sugimat_pl2.pdf) [dostęp: 22.06.2020].
- [6] Witryna internetowa Bios Bioenergiesysteme GmbH, <https://www.bios-bioenergy.at/en/references/all-projects/vegetable-oil.html> [dostęp: 22.06.2020].



Dr inż. Rafał Czekalski  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Wsparcie prac pomiarowych i koncepcyjnych za pomocą modelowania matematycznego

## Mathematical modelling to support measurements and conceptual work

W artykule przedstawiono zastosowanie modelowania matematycznego jako narzędzia wspierającego prace realizowane przez „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. Zaprezentowano trzy przykładowe zastosowania programu Thermoflex do modelowania obiegów termodynamicznych. Pierwszy przypadek dotyczy analizy pracy bloku klasy 200 MW poniżej jego minimum technicznego na podstawie modelu stworzonego z wykorzystaniem danych pomiarowych przy obciążeniu znamionowym. W kolejnym przykładzie przedstawiono ideę „cyfrowego bliźniaka”, który jest wirtualnym modelem pracującego bloku. Model taki pozwala prowadzić ciągłą diagnostykę stanu bloku wykorzystując bieżące dane pomiarowe i modelowe. Trzeci przykład dotyczy zastosowania modelowania matematycznego w pracach o charakterze studialnym. W tym przypadku model może dostarczyć szereg niezbędnych danych dotyczących przyszłego układu, które są wymagane na tym etapie prac.

**Słowa kluczowe:** modelowanie matematyczne, minimum techniczne bloku, cyfrowy bliźniak, studium wykonalności, Thermoflex®, PI System™

The article presents the application of mathematical modelling as a tool to support projects performed by „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. Three examples of the use of Thermoflex program in modelling thermodynamic cycles are discussed. The first example refers to analysis of operation of the 200 MW power unit below its technical minimum based on a model developed using measurement data at the rated load. The next example describes ‘a digital twin’ which is a virtual model of the power unit in operation. This model allows for continuous diagnostics of condition of the power unit using the current measurement and model data. The third example refers to the application of mathematical modelling in desk study research. This model can provide a number of necessary data related to the future system which are required at this stage of work.

**Keywords:** mathematical modelling, technical minimum of the power unit, digital twin, feasibility study, Thermoflex®, PI System™

### Wprowadzenie

We współczesnych badaniach procesów fizycznych modelowanie matematyczne jest cennym narzędziem pozwalającym zrozumieć istotę badanego zjawiska oraz przewidzieć jego przebieg. Model matematyczny tworzą równania opisujące badane zjawiska fizyczne i/lub chemiczne oraz przyjęte warunki początkowe i brzegowe procesu. Rozwiązując równania matematyczne uzyskuje się wartości wszystkich uwzględnianych wielkości dla dowolnych założeń początkowych, a w przypadku badania procesów niustalonych także ich zmiany w czasie. Stanowi to dużą zaletę takiego podejścia.

Wadą modelowania matematycznego jest natomiast fakt, że każdy model zawiera pewne uproszczenia procesu rzeczywistego. Do wyciągnięcia właściwych wniosków proces badany teoretycznie powinien być, przynajmniej częściowo, zweryfikowany przez badania procesu rzeczywistego, w których uzyskuje się wyniki obrazujące faktyczny jego przebieg. Wyniki te są jednak obarczone błędami pomiarowymi wynikającymi z ograniczonej dokładności pomiaru i ingerencji urządzeń pomiarowych w proces. Badanie procesu rzeczywistego jest też procesem znacznie droższym, związanym z prowadzeniem samego procesu, a w przypadku prac badawczych – z budową specjalnego stanowiska pomiarowego.

Tabela 1

Porównanie modelowania matematycznego i badań pomiarowych

Rodzaj badania	Przedmiot badania	Zalety	Wady
Modelowanie matematyczne	<ul style="list-style-type: none"><li>równania matematyczne badanych zjawisk i warunki początkowe,</li><li>właściwości fizykochemiczne uczestniczących mediów</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>niski koszt,</li><li>obliczone wartości badanych wielkości w dowolnym punkcie,</li><li>możliwość badania procesu dla dowolnych warunków</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>ograniczenia wynikające z przyjętych uproszczeń,</li><li>wynik teoretyczny</li></ul>
Badania pomiarowe	<ul style="list-style-type: none"><li>pracujący obiekt rzeczywisty,</li><li>aparatura pomiarowa</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>uzyskanie wyników obrazujących rzeczywisty przebieg procesu,</li><li>wynik praktyczny</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>duży koszt,</li><li>wyniki pomiaru tylko z miejsca zainstalowania aparatury pomiarowej,</li><li>ograniczenia co do badania obiektu w różnych stanach</li></ul>

Źródło: opracowanie własne



W tabeli 1 zestawiono główne wady i zalety modelowania matematycznego oraz badań pomiarowych.

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. wykonuje prace pomiarowe głównie na pracujących obiektach rzeczywistych. Są to przykładowo badania, które mają na celu potwierdzenie spełnienia gwarancji wybudowanej instalacji albo określenie parametrów pracy danego obiektu po przeprowadzonych pracach remontowych.

Dysponując modelem bloku zbudowanym na bazie danych pomiarowych przy pracy w obciążeniu znamionowym można przewidzieć jego zachowanie przed przystąpieniem do pomiarów w niższych obciążeniach. Przykładem może być sprawdzenie możliwości pracy bloku poniżej jego minimum technicznego. Minimum techniczne bloku ograniczone jest przez minimum techniczne pracy kotła [1]. Można sobie jednak wyobrazić możliwość zmniejszenia obciążenia turbiny parowej i skierowania części pary przez stacje obejściowe lub na zewnątrz do odbiorców. Model matematyczny takiego bloku, z odpowiednio zdefiniowaną mocą generatora (np. 30 MW poniżej minimum technicznego bloku), określi wstępnie: możliwość pracy bloku w zadanych warunkach, przepływ pary przez rurociągi, warunki pracy stacji obejściowych, stacji redukcyjno-schładzającej, analizę struktur układów regulacji turbozespołu itp. Dane te będą bardzo pomocne przed przystąpieniem do pomiarów rzeczywistych.

Innym przykładem zastosowania modelowania może być koncepcja „cyfrowego bliźniaka” (ang. *digital twin*) [2]. Polega ona na stworzeniu wirtualnego modelu urządzenia pracującego w warunkach rzeczywistych. Bieżące porównywanie mierzonych parametrów pracy obiektu rzeczywistego z bieżącymi wynikami obliczeń modelu matematycznego (stworzonego na podstawie pomiarów w stanie znamionowym) dla bieżących wielkości wejściowych pozwala na ciągłą diagnostykę stanu bloku, umożliwiającą np. określenie stanu poszczególnych urządzeń, zweryfikowanie planów remontowych, a także wcześniejsze wykrycie i uniknięcie potencjalnej awarii.

Kolejnym obszarem wykraczającym poza prace pomiarowe, w którym modelowanie matematyczne znajduje zastosowanie, jest opracowywanie koncepcji lub studium wykonalności inwestycji. W tym przypadku za pomocą modelowania matematycznego można wstępnie dobrać technologię, określić parametry głównych urządzeń, sprawności, zapotrzebowanie na media, wielkości produkcyjne, a także gabaryty instalacji potrzebne do wyznaczenia przestrzeni, jaką będzie zajmować. Takie dane są o tyle istotne, że wymagane są już na etapie Specyfikacji Istotnych Warunków Zamówienia, która w całym procesie inwestycyjnym powstaje dużo wcześniej niż właściwe prace projektowe [3].

Metodyka modelowania matematycznego

Jednym z narzędzi do modelowania matematycznego stosowanych w „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. jest program Thermoflex firmy Thermoflow Inc. [4]. Program ten służy między innymi do modelowania i symulacji obiegów termodynamicznych. Bogata biblioteka urządzeń (turbiny, kotły, wymienniki ciepła, pompy i in.) pozwala stworzyć dowolny układ elektrowni konwencjonalnej, gazowo-parowej lub przemysłowej. W przypadku wielu urządzeń, między innymi turbin gazowych, program dysponuje modelami, do których dane dostarczają producenci.

Modelowanie układu odbywa się w trzech etapach projektowych. Model buduje się na podstawie termodynamicznych założeń projektowych, w wyniku których uzyskuje się bilanse masy i energii oraz charakterystykę pracy układu – tryb projektowania termodynamicznego (ang. *thermodynamic design mode*). Dla kolejnego etapu modelowania, czyli trybu inżynierskiego (ang. *engineering design mode*), wielkością wejściową jest otrzymany wcześniej bilans ciepło-przepływowy oraz założenia dotyczące urządzeń (określone automatycznie lub zdefiniowane przez użytkownika). W wyniku obliczeń otrzymuje się fizyczny model układu i zrewidowany bilans ciepło-przepływowy oraz charakterystykę pracy układu dla dobranych urządzeń fizycznych (składających się z określonych materiałów, o określonych gabarytach itp.). Dysponując takim modelem można przejść do trzeciego etapu modelowania – trybu poprojektowego (ang. *off-design mode*), który polega na zamodelowaniu pracy fizycznego układu dla innych wielkości wejściowych. Na poziomie etapu drugiego i trzeciego możliwe jest też uzyskanie wstępnych specyfikacji urządzeń (rysunki, gabaryty), ich kosztów, a także innych danych ekonomicznych odnoszących się do pracy całego układu w ujęciu wieloletnim. Poszczególne etapy modelowania scharakteryzowano w tabeli 2.

Tabela 2

Etapy modelowania matematycznego

Etap	Dane wejściowe	Dane wyjściowe
Tryb projektowania termodynamicznego	<ul style="list-style-type: none"><li>podstawowe założenia termodynamiczne</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>bilans masy i energii,</li><li>charakterystyka pracy układu</li></ul>
Tryb projektowania inżynierski	<ul style="list-style-type: none"><li>bilans masy i energii,</li><li>założenia dotyczące urządzeń</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>fizyczny model urządzeń,</li><li>zrewidowany bilans masy i energii dla zamodelowanych urządzeń,</li><li>specyfikacja i koszty</li></ul>
Tryb poprojektowy	<ul style="list-style-type: none"><li>fizyczny model urządzeń,</li><li>warunki pracy urządzeń</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>bilans masy i energii,</li><li>charakterystyka pracy wcześniej zamodelowanego układu dla zadanych warunków pracy,</li><li>specyfikacja i koszty</li></ul>

Źródło: [4]

Przykładowe zastosowania modelowania matematycznego w pracach ENERGOPOMIARU

Przypadek 1

– określenie warunków pracy bloku poniżej minimum technicznego

Przedmiotem analizy było określenie warunków pracy rzeczywistego bloku klasy 200 MW poniżej jego minimum technicznego. Blok wyposażony był w stację obejściową części wysokoprężnej (WP) turbiny (para po zredukowaniu i schłodzeniu kierowana do wtórnego przegrzewu kotła) i dwie równoległe stacje obejściowe części średnioprężnej (SP) i niskoprężnej (NP) turbiny (para po zredukowaniu i schłodzeniu kierowana do skraplacza).

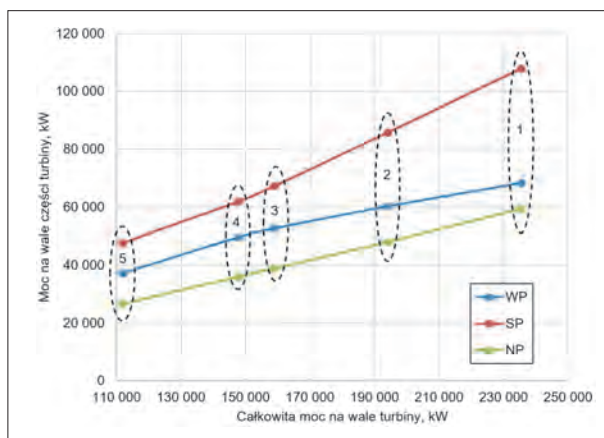
Dotychczasowe minimum techniczne bloku wynosiło 140 MW (ze względu na pracę kotła). W ramach analizy zamodelowano pracę bloku z kotłem pracującym na dotychczas praktykowanym obciążeniu minimalnym, a część pary skierowano przez stacje obejściowe, tak aby uzyskać moc bloku na poziomie 110 MW. Celem analizy było określenie warunków pracy bloku w takim trybie pracy, z uwzględnieniem warunków pracy stacji obejściowych i rozpruty pary w układzie.

W pierwszej kolejności wykonano model bloku na podstawie pomiarów przy obciążeniu znamionowym. Następnie w trybie modelowania *off-design* przeliczono blok dla kolejnych obciążeń w celu zweryfikowania uzyskanych wyników obliczeniowych z danymi pomiarowymi. Na podstawie uzyskanych wyników modelowych przeanalizowano obciążenie poszczególnych części turbiny (WP oraz SP i NP) oraz zaproponowano ich obciążenia na poziomie dającym sumaryczną moc całego turbozespołu na poziomie 110 MW, przy zachowaniu minimum technicznego pracy kotła i skierowaniu części pary przez stacje obejściowe.

Na rysunku 1 przedstawiono moc na wale poszczególnych części turbiny parowej dla obliczeń modelowych wykonanych na podstawie danych pomiarowych – punkty 1–4. Punkt 5 to zaproponowane obciążenia poszczególnych części turbiny parowej, tak aby uzyskać moc elektryczną turbozespołu na poziomie 110 MW.

W dalszych obliczeniach modelowych kierowano część pary świeżej na stację obejściową części WP turbiny i część pary wtórnie przegrzanej na stację obejściową części SP i NP turbiny, tak aby uzyskać przyjęte moce na wale tych części.

Na podstawie obliczeń stwierdzono, że założone moce na wale poszczególnych części (a także całego turbozespołu) zostaną uzyskane po skierowaniu 25,6% strumienia pary świeżej na stację obejściową części WP i skierowaniu 23,7% strumienia pary wtórnie przegrzanej na stacje obejściowe części SP i NP. Jak już wspomniano we wprowadzeniu do artykułu, końcowy model obliczeniowy zawiera dane dotyczące przepływów, ciśnień i temperatur w całym układzie. Dane te mogą być pomocne przy określeniu możliwości pracy stacji obejściowych oraz przewidywaniu parametrów cieplno-przepływowych panujących w dowolnym punkcie układu. Możliwa jest także dalsza analiza i optymalizacja pracy układu w celu uzyskania zaproponowanego obciążenia bloku.

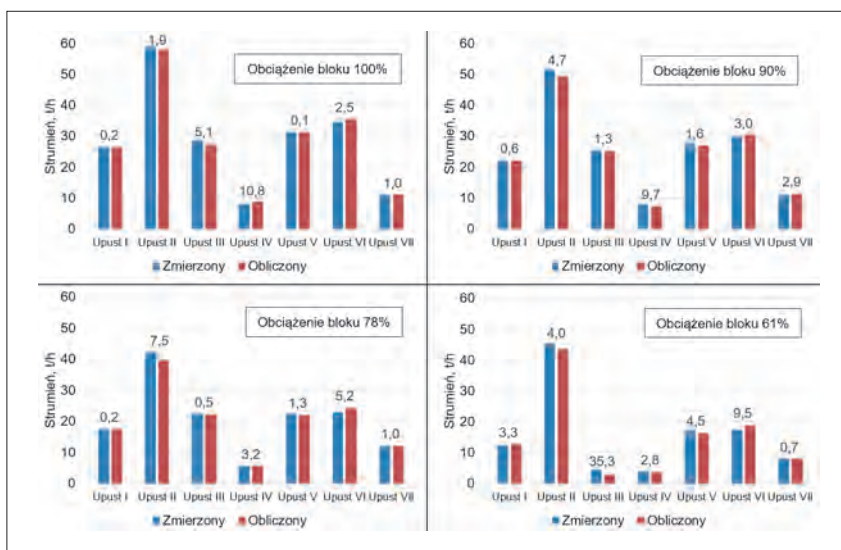


Rys. 1.  
Moc na wale poszczególnych części turbiny w analizowanym przypadku  
Źródło: opracowanie własne

## Przypadek 2

### – bieżąca integracja danych modelowych z danymi pomiarowymi

Analiza polegała na bieżącym porównaniu wyników ruchowych rzeczywistego bloku klasy 200 MW z obliczeniami modelowymi w celu określenia stanu urządzeń. Model bloku został stworzony na podstawie danych pomiarowych dla stanu znamionowego. W celu weryfikacji poprawności modelu przeanalizowano wyniki uzyskane w trybie *off-design* dla innych obciążeń i porównano je z wynikami pomiarowymi. Uzyskano dobrą zgodność modelu z danymi pomiarowymi. W zakresie obciążeń bloku od 61 do 100% różnice w mocy elektrycznej bloku między danymi obliczeniowymi a pomiarowymi dochodziły do 0,34%. Dla zobrazowania osiągniętych wyników – na rysunku 2 – przedstawiono porównanie strumieni pary w upustach turbiny dla czterech analizowanych stanów obciążenia bloku wraz z procentową różnicą względną.



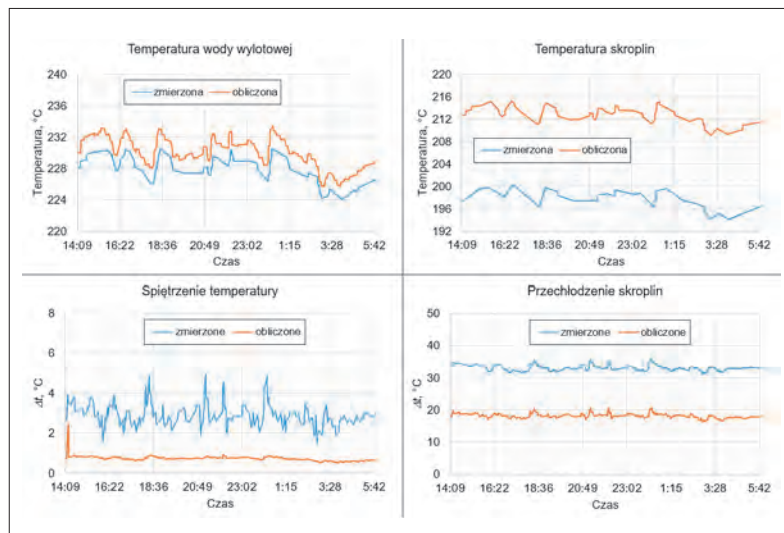
Rys. 2. Zmierzone i obliczone strumienie pary w upustach turbiny dla różnych obciążeń bloku  
Źródło: opracowanie własne

Opracowany model potraktowano jako stan odniesienia. W czasie pracy bloku dane ruchowe na bieżąco przekazywane są poprzez autorski interfejs z systemu PI firmy *OSIsoft*. Wybrane parametry pomiarowe, między innymi strumienie i parametry pary świeżej, pary wtórnie przegrzanej, ciśnienie wody zasilającej, stanowią dane wejściowe do modelu, który na bieżąco wykonuje obliczenia. Uzyskane w ten sposób dane pomiarowe i modelowe poddawane są dalszej analizie, której celem jest bieżące określenie stanu urządzeń.



Rys. 3. Cykliczny algorytm pomiarowo-obliczeniowy bloku  
Źródło: opracowanie własne

Rys. 4. Zmierzone i obliczone spiętrzenie temperatur oraz przechłodzenie skroplin w wymienniku regeneracyjnego  
Źródło: opracowanie własne



Na rysunku 3 przedstawiono cyklicznie realizowany algorytm pomiarowo-obliczeniowy.

Na rysunku 4 przedstawiono przykładowo wybrane wielkości charakteryzujące pracę ostatniego wymiennika regeneracyjnego wysokoprężnego:

- temperatura wody zasilającej na wylocie z wymiennika,
- temperatura skroplin z wymiennika,
- spiętrzenie temperatury będące różnicą między temperaturą nasycenia pary w wymienniku i temperaturą wody wylotowej,
- przechłodzenie skroplin będące różnicą między temperaturą nasycenia pary w wymienniku i temperaturą skroplin.

Analiza powyższych wielkości pozwala na określenie aktualnego stanu technicznego wymiennika.

### Przypadek 3

#### – modelowanie matematyczne w opracowaniu studium wykonalności

Przedmiotem studium wykonalności był blok składający się z turbiny gazowej klasy 50 MW i kotła odzyskowego produkującego parę technologiczną oraz ciepło w postaci gorącej wody zasilającej sieć ciepłowniczą. W ramach realizacji pracy opracowany został model matematyczny bloku oparty na modelu turbiny gazowej preferowanej przez zamawiającego. Celem modelowania było zasymulowanie różnych trybów pracy bloku wraz z określeniem jego podstawowych parametrów, takich jak: zużycie paliwa, sprawność, moc elektryczna i cieplna. Kolejnym zadaniem było wydanie założeń dla branży budowlanej dotyczące gabarytów instalacji, co pozwalało określić rozmiary budynku mieszczącego blok i nanieść go na plan zagospodarowania terenu będący załącznikiem do studium wykonalności.

Procedura postępowania była podobna jak we wcześniejszych przypadkach. Na podstawie parametrów znamionowych przyszłej instalacji stworzono model bloku. Następnie w trybie *off-design* przeanalizowano pracę bloku w różnych okresach roku i dla różnych obciążeń. Model fizyczny bloku pozwolił na określenie rozmiarów kotła, które były założeniem dla dalszych prac branży budowlanej.

## Podsumowanie

Przy realizacji prac o charakterze pomiarowo-badawczym modelowanie matematyczne może okazać się bardzo pomocnym narzędziem. Za pomocą modelu można określić wybrane parametry pracy bloku lub zasymulować całą pracę instalacji w innych warunkach obciążenia. Dane takie mogą być pomocne w trakcie przygotowań do prac pomiarowych dla innych obciążeń bloku lub do diagnostyki pracy bloku przez porównanie bieżących wyników pomiarowych z obliczeniami modelowymi realizowanymi dla aktualnych parametrów wejściowych.

Kolejnym obszarem, w którym modelowanie matematyczne znajduje zastosowanie, są wszelkiego rodzaju prace o charakterze studialnym, realizowane na początkowym etapie procesu inwestycyjnego. W tym przypadku model matematyczny może określić wstępne parametry pracy układu, zasymulować jego pracę w różnych warunkach otoczenia i obciążenia, a także dostarczyć dane będące wsadem dla innych branż, np. budowlanej (gabaryty instalacji), elektrycznej (produkcja energii elektrycznej, zapotrzebowanie na moc elektryczną urządzeń pomocniczych) oraz stanowiące podstawę do obliczeń ekonomicznych (zużycie mediów energetycznych, wielkości produkcyjne, koszt instalacji). Modelowanie matematyczne jest również przydatne przy ocenie projektów nowych instalacji energetycznych.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Czekalski R., Cholewa R., Zamorowski K., *Możliwości poprawy elastyczności bloku*, „Energetyka” 2018, nr 9.
- [2] Stark R., Fresemann C., Lindow K., *Development and operation of Digital Twins for technical systems and services*, „CIRP Annals” 2019, vol. 68, no. 1.
- [3] Czekalski R., *Inwestycje w moce wytwórcze w nowych realiach rynku energii – na co zwrócić uwagę*, „Energetyka Ciepła i Zawodowa” 2019, nr 5.
- [4] *THERMOFLEX® Fully-Flexible Heat Balance Engineering Software*, podręcznik programu, Thermoflow Inc., 1987–2019.





Dr inż. Robert Cholewa  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Monitoring potrzeb własnych elektrowni w trybie on-line – doświadczenia z implementacji aplikacji wspierających zaawansowaną kontrolę potrzeb własnych

## Online monitoring of auxiliary consumption in the power plant – experiences from the implementation of applications supporting the advanced control of auxiliary consumption

Monitoring potrzeb własnych elektrycznych, rozumiany jako raportowanie zużycia energii elektrycznej przez poszczególne urządzenia potrzeb własnych, oraz wyznaczenie kluczowych wskaźników efektywności (KPI) pozwalających na ocenę i optymalizację ich pracy jest istotnym elementem systemów informatycznych wspierających wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. W artykule zwrócono uwagę na problemy i ograniczenia w monitorowaniu on-line potrzeb własnych elektrycznych i przedstawiono przykłady praktycznych zastosowań szczegółowej analizy on-line pracy głównych urządzeń potrzeb własnych. Istotnym problemem dla służb eksploatacji jest raportowanie i analiza potrzeb własnych cieplnych. Brak właściwego opomiarowania wymusza często korzystanie z dostępnych danych – czasu pracy urządzeń i ich znamionowych wydajności (np. dla dmuchawcy popiołu) lub charakterystyk (np. w zakresie zapotrzebowania pary w trakcie rozruchu bloku). Ponadto w przypadku braku opomiarowania potrzeb własnych grzewczych zachodzi konieczność obliczenia od strony teoretycznej strat ciepła w kolektorze pary i wyznaczenia potrzeb własnych grzewczych na podstawie bilansu całego kolektora. W artykule wykazano, że systemy informatyczne mogą stanowić istotną pomoc w raportowaniu potrzeb własnych cieplnych, a przez to pozwolić na ich monitorowanie oraz optymalizację.

**Słowa kluczowe:** monitorowanie potrzeb własnych elektrycznych i cieplnych elektrowni, optymalizacja pracy urządzeń potrzeb własnych

Monitoring of auxiliary power consumption understood as reporting on electrical energy consumption by particular auxiliaries and determination of key performance indicators (KPI) which enable the assessment and optimization of operation of the auxiliaries is a crucial element of IT systems supporting electrical energy and heat generation. The article points out problems and constraints related to online monitoring of auxiliary power consumption and presents examples of practical applications of online detailed analysis of operation of the basic auxiliaries. An essential problem for the power plant operation staff is reporting and analysis of heat consumption by the auxiliaries. The lack of a proper metering system frequently imposes the use of available data – operating time and rated capacity of equipment (e.g. dust blowers) or its performance parameters (e.g. steam demand during commissioning of the power unit). Moreover, if there is no metering system for heat consumption by the auxiliaries, it is necessary to make theoretical calculations of heat losses in the steam collector and determine auxiliary heat consumption based on the balance of the whole collector. The article indicates that IT systems can present a substantial support in reporting on heat consumption by the auxiliaries and, thus, enable their monitoring and optimization.

**Keywords:** monitoring of auxiliary power and heat consumption in the power plant, optimization of operation of the auxiliaries

### Wprowadzenie

Systemy informatyczne wspierające wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach oraz elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych stanowią praktyczne narzędzie dla służb kontroli eksploatacji. W standardowych implementacjach z wcześniejszego okresu uwaga skupiała się głównie na wskaźnikach brutto i wpływie poszczególnych parametrów eksploatacyjnych na wartość tych wskaźników. Potrzeby własne cieplne i elektryczne w systemach informatycznych były traktowane drugoplanowo i nie było szczególnego nacisku na ich monitorowanie i optymalizację. Trend ten jednak ulega zmianie. Z jednej strony coraz lepsze wskaźniki eksploatacyjne pracy bloków energetycznych zmniejszą możliwości dalszej optymalizacji wskaźników pracy brutto, a z drugiej wprowadzenie wymogu okresowych audytów energetycznych wymusza monitorowanie i optymalizację potrzeb własnych elektrycznych i cieplnych.

Problematyka potrzeb własnych elektrycznych staje się szczególnie istotna w kontekście aktualnej pracy jednostek wytwórczych. Duża zmienność obciążenia, w tym praca na minimum technicznym, często wymusza pracę urządzeń potrzeb własnych z niskim obciążeniem w obszarze zdecydowanie poza optymalnym punktem pracy. Stąd sposób regulacji urządzeń ma istotny wpływ na ich potrzeby własne elektryczne. Zmniejszenie potrzeb własnych elektrycznych przy pracy bloku z niskim obciążeniem można również osiągnąć poprzez optymalizację liczby jednocześnie pracujących urządzeń, takich jak: młyny, pompy wody zasilającej, pompy wody chłodzącej, pompy kondensatu itp.

Innym obszarem optymalizacji jest regulacja strumienia wody chłodzącej wpływająca z jednej strony na wartość potrzeb własnych elektrycznych na napęd pomp wody chłodzącej, a z drugiej strony, poprzez ciśnienie pary na wylocie z turbiny, na wskaźniki brutto bloku.



Również monitorowanie potrzeb własnych ciepłych jest obecnie bardzo istotnym zagadnieniem. W odróżnieniu od potrzeb własnych elektrycznych potrzeby te nie są zazwyczaj dobrze opomiarowane. Stąd wiedza o potrzebach własnych ciepłych wśród służb kontroli eksploatacji jest bardzo ograniczona. W praktyce rozdział ciepła w parze kierowanej z bloku do kolektorów blokowego i międzyblokowego na: potrzeby własne ciepłe technologiczne, potrzeby własne ciepłe grzewcze oraz straty ciepła przy przesyle pary, oparty jest na założeniach, które często mocno odbiegają od rzeczywistości. Utrudnia to wzajemne porównywanie bloków i całych elektrowni oraz znacząco ogranicza możliwości optymalizacji potrzeb własnych ciepłych, w tym zasilania kolektorów potrzeb własnych parowych.

W niniejszym artykule przedstawiono doświadczenia z implementacji aplikacji wspierających zaawansowaną kontrolę i optymalizację potrzeb własnych elektrycznych oraz monitorowanie potrzeb własnych ciepłych.

## Monitoring potrzeb własnych elektrycznych

Poprawa opomiarowania potrzeb własnych elektrycznych umożliwia bieżące monitorowanie zapotrzebowania na energię elektryczną przez wszystkie główne urządzenia potrzeb własnych w obrębie elektrowni/elektrociepłowni. W praktyce opomiarowane są zazwyczaj potrzeby własne elektryczne na napęd:

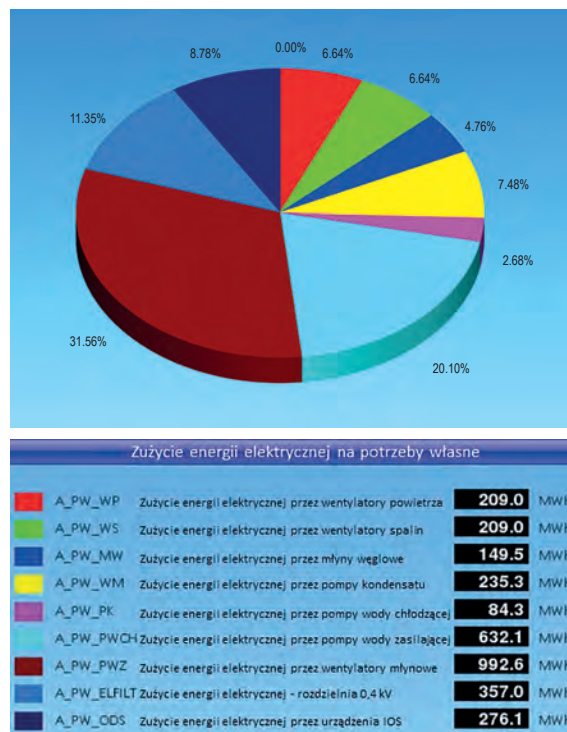
- głównych urządzeń kotłowych, takich jak: młyny węglowe, wentylatory młynowe, wentylatory powietrza, wentylatory spalin, pompy cyrkulacyjne, dmuchawy;
- głównych urządzeń turbozespołu, takich jak: pompy wody zasilającej, pompy wody chłodzącej, pompy kondensatu;
- pomp wody sieciowej/grzewczej;
- elektrofiltrów;
- głównych urządzeń w obrębie instalacji odsiarczania spalin, takich jak: pompy cyrkulacyjne, wentylatory wspomagające.

Należy przy tym podkreślić, że w wielu przypadkach opomiarowany jest tylko prąd silnika do napędu urządzeń potrzeb własnych, a nie sama moc elektryczna silnika. Moc tę wyznacza się na podstawie zmierzonego prądu i napięcia oraz danych katalogowych silnika napędzającego dane urządzenie, umożliwiającą określenie bieżącego współczynnika mocy.

Pozostałe urządzenia zasilane z rozdzielni niskiego napięcia zwykle są już opomiarowane miejscowo, a wyniki tych pomiarów nie są rejestrowane w systemach zbierania danych elektrowni/elektrociepłowni. Stąd często utrudnione jest monitorowanie poboru mocy na napęd urządzeń potrzeb własnych odzulfania, odpielania, wytwarzania sprężonego powietrza oraz innych mniejszych układów potrzeb własnych elektrycznych. Pomocnym rozwiązaniem w określeniu przybliżonych potrzeb własnych elektrycznych na te instalacje jest opomiarowanie całych rozdzielni elektrycznych.

Monitoring potrzeb własnych obejmuje sumowanie w czasie rejestrowanych bezpośrednio oraz wyznaczanych pośrednio mocy elektrycznych na napęd poszczególnych urządzeń i grup urządzeń oraz wyznaczanie ilości energii elektrycznej na napęd urządzeń potrzeb własnych w obrębie elektrowni/elektrociep-

łowni. Umożliwia to tworzenie raportów obrazujących zarówno wielkość, jak i strukturę potrzeb własnych elektrycznych. Wyniki są prezentowane w postaci raportów, tabel i wykresów w formie umożliwiającej ich bezpośrednie wykorzystanie w okresowych bądź dedykowanych audytach wynikających z ustawy o efektywności energetycznej [7].



Rys. 1. Raportowanie zużycia energii elektrycznej na napęd urządzeń potrzeb własnych

Źródło: opracowanie własne

## Wskaźniki KPI jako narzędzie do oceny i porównania potrzeb własnych elektrycznych do napędów poszczególnych urządzeń potrzeb własnych elektrycznych

Monitorowanie tylko ilości energii elektrycznej zużytej do napędów poszczególnych urządzeń potrzeb własnych nie pozwala na pełną ocenę stanu technicznego i ich sposobu regulacji. Do tej oceny potrzebne jest zdefiniowanie kluczowych wskaźników efektywności (ang. *Key Performance Indicators* – KPI). Dopiero monitorowanie wskaźników KPI dla poszczególnych urządzeń i grup urządzeń potrzeb własnych pozwala na efektywne monitorowanie potrzeb własnych.

Monitorowanie wskaźników KPI wiąże się jednak z dodatkowymi zadaniami:

- należy zidentyfikować wielkości, od których zależy praca poszczególnych urządzeń potrzeb własnych,
- potrzebne wielkości należy określić na drodze bezpośrednich pomiarów lub obliczeń/bilansów,
- należy określić wartości odniesienia dla poszczególnych wskaźników KPI obrazujących optymalną/projektową pracę poszczególnych urządzeń.

Generalnie wskaźniki KPI dzielą się na wskaźniki uproszczone, które w sposób przybliżony umożliwiają porównanie pracy różnych bloków i elektrowni, a także wskaźniki KPI umożliwiające ocenę stanu technicznego oraz sposobu regulacji danego urządzenia. Wskaźniki uproszczone sprowadzają się zazwyczaj do wyznaczenia ilorazu energii elektrycznej na napęd konkretnego urządzenia do jego sumarycznej wydajności lub obciążenia całego bloku. Wskaźniki KPI umożliwiające ocenę stanu technicznego oraz sposobu regulacji danego urządzenia w trybie on-line są natomiast możliwe do wyznaczenia tylko dla wybranych głównych urządzeń potrzeb własnych.

Dla układów pompowych wyznaczenie wskaźników KPI sprowadza się do zmierzenia lub wyznaczenia:

- ciśnienia na tłoczeniu i ssaniu układów pompowych,
- wydajności pomp,
- obrotów pompy w przypadku jej regulacji zmiennoobrotowej.

Wielkościami monitorowanymi są:

- sprawność pompy,
- wysokość podnoszenia,
- moc potrzeb własnych na napęd pompy,
- iloraz potrzeb własnych elektrycznych do ilości przepompowanego czynnika.

Wielkości te są określane dla stanu projektowego (na podstawie danych technicznych producenta pompy) i zestawiane z wielkościami wyznaczonymi dla warunków rzeczywistych.

Porównanie wymaga przeliczenia wyników na znamionową prędkość obrotową pompy.

Na rysunku 2 zaprezentowano przykład monitorowania wskaźników pracy pompy wody zasilającej, wygenerowany z systemu informatycznego zaimplementowanego przez „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. w jednej z elektrowni.

Dla pomp wody zasilającej, pomp kondensatu czy pomp skroplin wydajność wyznacza się często na podstawie bilansu głównego czynnika obiegowego, tj. obliczeń bilansowych bazujących na pomiarach ilości pary świeżej lub pomiarach ilości wody zasilającej.

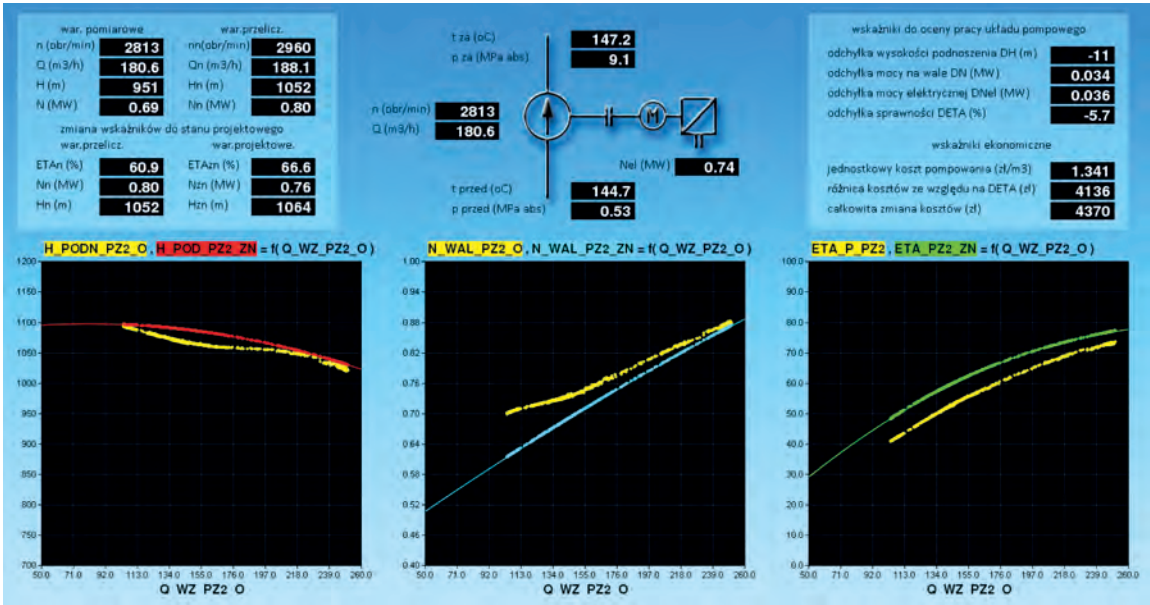
Głównymi problemami napotykanymi w praktyce są:

- brak pomiarów prędkości obrotowej dla pomp regulowanych poprzez zmianę obrotów;
- brak pomiarów wydajności poszczególnych pomp przy dwóch pracujących jednocześnie urządzeniach, np.: pomp wody zasilającej, pomp kondensatu, pomp wody chłodzącej;
- brak pomiarów wydajności dla urządzeń pomocniczych, np.: pomp bagrowych, pomp instalacji odsiarczania spalin mokrych (pomp cyrkulacyjnych zawiesiny), pomp wody chłodzącej.

W przypadku braku pomiaru prędkości obrotowej pompy regulowanej poprzez zmianę obrotów możliwe jest wyznaczenie tych obrotów na podstawie krzywych projektowych, przy czym wymaga to przyjęcia założenia, jak taka zmiana stanu technicznego pompy przekłada się na strukturę zmian: wydajności pompy, wysokości podnoszenia pompy i sprawności pompy. Takie podejście pozwala wprowadzić zidentyfikować zmianę stanu technicznego układu pompowego, ale na tej podstawie nie można precyzyjnie określić wpływu tych zmian na poszczególne wielkości charakteryzujące pracę pompy.

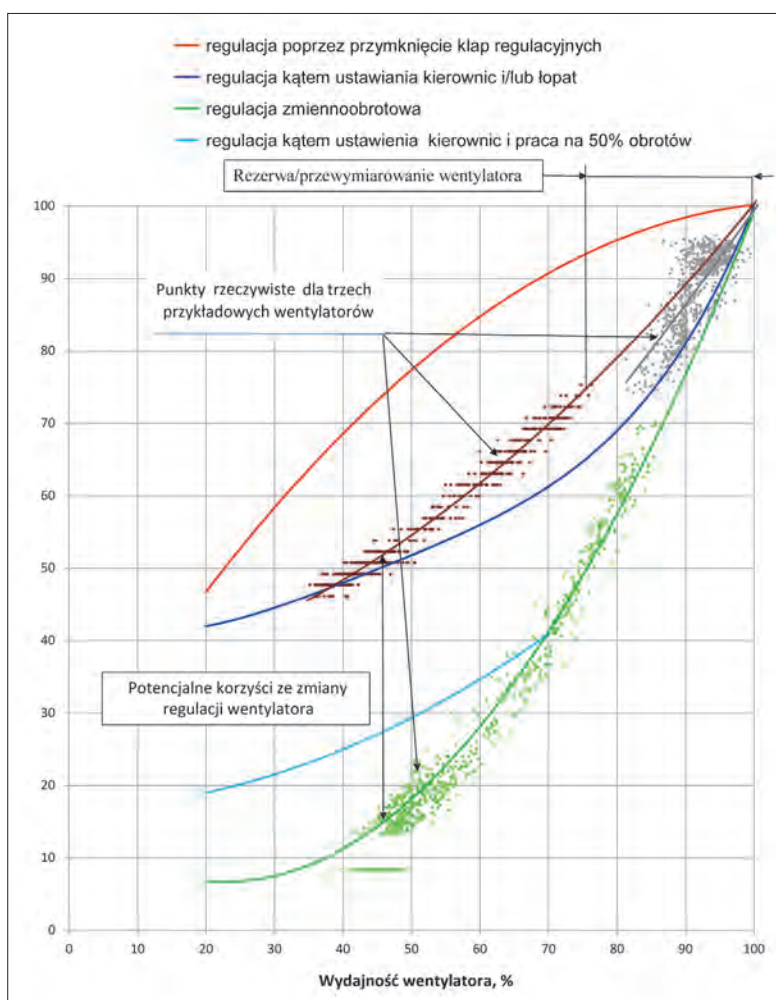
W przypadku braku pomiarów wydajności poszczególnych pomp: wody zasilającej, kondensatu, wody chłodzącej itp., przy znanej wydajności całkowitej grupy urządzeń możliwe jest natomiast określenie tylko zmiany stanu technicznego całej grupy urządzeń. Określenie, która z pomp pracuje lepiej, a która gorzej, jest wtedy możliwe tylko na podstawie analizy wyników dla niskich obciążeń bloku i okresów pracy z jedną pompą lub gdy istnieje pompa rezerwowa na podstawie analizy statystycznej wyników uzyskanych dla różnych par pracujących urządzeń.

W celu określenia wskaźników KPI dla wentylatorów spalin i powietrza konieczne byłoby opomiarowanie lub wyznaczenie wydajności wentylatorów i ich spiętrzeń ciśnienia. W praktyce zainstalowane pomiary ruchowe ciśnień nie pozwalają wystarczająco dokładnie określić spiętrzenia ciśnienia na wentylatorze. Sumaryczna wydajność wentylatorów wyznaczana jest z bilansu kotła metodą pośrednią, a wydajność poszczególnych urządzeń



Rys. 2.  
Przykład  
monitorowania pomp  
Źródło: opracowanie  
własne

wyznaczana jest poprzez podział wydajności całkowitej na podstawie pomiarów ilości powietrza/spalin do poszczególnych wentylatorów. Wobec braku pomiarów spiętrzenia ciśnienia w warunkach ruchowych wskaźnikami KPI są najczęściej ilorazy mocy/energii elektrycznej potrzeb własnych do napędu urządzeń odniesione do strumienia/iłości spalin/powietrza. Bardziej dokładne określenie rezerwy wydajności i ocena sposobu regulacji wentylatorów możliwe są poprzez zestawienie na wykresie ilorazów wydajności i mocy potrzeb własnych elektrycznych do wydajności i mocy potrzeb własnych elektrycznych przy znamionowej pracy urządzenia [4]. Należy przy tym zadbać, aby punkty rzeczywistej pracy formowały wykres, z którego wynika, że przy pełnej wydajności wentylatora występuje znamionowa moc potrzeb własnych elektrycznych. Przykład monitorowania wentylatorów przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Przykład monitorowania wentylatorów spalin/powietrza wspomagających instalację odsiarczania spalin  
Źródło: opracowanie własne

Takie przedstawienie wyników umożliwia wstępną ocenę rezerwy wydajności na danym wentylatorze, jak również oszacowanie korzyści wynikających ze zmiany sposobu jego regulacji przy zmianie wydajności.

Dla młynów węglowych nie ma w praktyce możliwości monitorowania on-line jakości przemiału i jego wpływu na zawartość części palnych w odpadach paleniskowych. Problemem jest to, że zarówno jakość przemiału, jak i zawartość części palnych w odpadach paleniskowych są mierzone okresowo.

Wskaźniki KPI wyznaczane na podstawie pomiarów ruchowych obejmują wyznaczenie ilorazu zużytej energii elektrycznej na napęd młynów do ilości spalnego węgla.

Dla układów odzuszania i odpopielenia wyznaczanie wskaźników KPI on-line na podstawie pomiarów ruchowych ogranicza się do wyznaczenia ilorazu zużytej energii elektrycznej na napęd tych układów do ilości produkowanego popiołu lub żużla. W przypadku pneumatycznych układów odpopielenia ocena energochłonności związana jest z oceną pracy sprężarkowni. Wyznaczenie KPI dla sprężarkowni często jest ograniczane przez brak pomiarów ruchowych wydajności sprężarek i rzadziej z powodu braku opomiarowania energii elektrycznej na napęd sprężarkowni – zazwyczaj opomiarowana jest rozdzielnia elektryczna, z której zasilana jest cała sprężarkownia, a nie poszczególne sprężarki.

Dla układów odsiarczania spalin osobno wyznacza się wskaźniki KPI dla wentylatorów wspomagających i pomp cyrkulacyjnych. Jak już wspomniano, dla pomp cyrkulacyjnych istnieje problem dotyczący określenia on-line wydajności tych pomp. Dlatego dla tych urządzeń w układach odsiarczania spalin określa się uproszczone wskaźniki KPI jako ilorazy potrzeb własnych elektrycznych na napęd pomp cyrkulacyjnych do ilości dwutlenku siarki usuwanej ze spalin w instalacji. Monitorowanie wentylatorów wspomagających co do zasady nie różni się od monitorowania pozostałych wentylatorów.

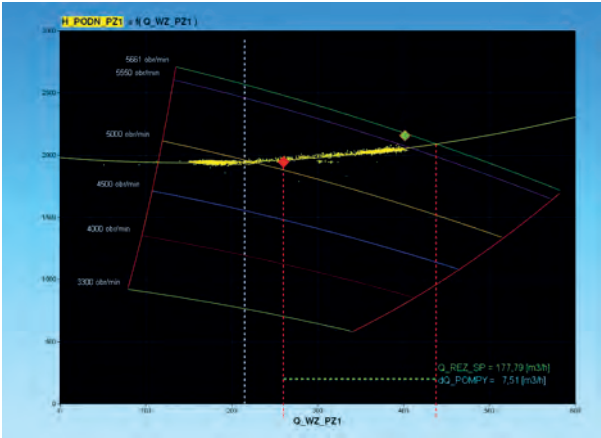
## Optimalizacja pracy urządzeń potrzeb własnych

Wskaźniki KPI wyznaczane on-line pozwalają na porównywanie bloków energetycznych i całych elektrowni pomiędzy sobą. Ponadto wskaźniki te pozwalają na określenie wzrostu potrzeb własnych elektrycznych w wyniku zużycia poszczególnych urządzeń i infrastruktury pomocniczej. Odpowiednia jakość opomiarowania pozwala zidentyfikować element układu, np.: sprzęgło, pompa, zawór minimalnego przepływu, który odpowiada za pogorszoną pracę urządzeń potrzeb własnych – co może stanowić wsparcie przy planowaniu harmonogramu prac remontowych. Monitoring pracy urządzeń potrzeb własnych pozwala ponadto na określenie potencjalnych korzyści wynikających ze zmiany regulacji urządzenia, np. dla wentylatorów, co umożliwi wstępną identyfikację przedsięwzięć proefektywnościowych z obiecującym zdyskontowanym czasem zwrotu przedsięwzięcia.

Kolejnym zastosowaniem wskaźników KPI jest bieżąca optymalizacja pracy urządzeń potrzeb własnych. Przykładowo wyznaczane on-line wskaźniki KPI i ich graficzne przedstawienie może stanowić pomocne narzędzie przy optymalizacji liczby



pracujących urządzeń przy niskich obciążeniach bloku. Monitoring on-line rezerwy wysokości podnoszenia oraz wydajności pompy pokazuje rezerwę na pracujących urządzeniach oraz punkt, w którym można wyłączyć jedną pompę (rys. 4).



Rys. 4. Graficzne przedstawienie rezerwy na pompie i punktu pracy, przy którym można rozpocząć pracę z jedną pompą  
Źródło: opracowanie własne

Szacunkowy zysk z pracy z jedną pompą zamiast z dwiema można natomiast odczytać z charakterystyki pokazanej na rysunku 5, gdzie na tło punktów obrazujących pracę pompy w trakcie ostatniego miesiąca naniesiono aktualny punkt pracy z niskim obciążeniem. Dla oszacowania korzyści z wyłączenia jednej pompy należy odczytać z charakterystyki, którą kształtuje się na podstawie rzeczywistych punktów pracy pompy, moc pompy dla aktualnego obciążenia i moc pompy dla obciążenia odpowiadającego łącznej wydajności dwóch pomp. Potencjalnym zyskiem jest różnica pomiędzy mocą dwóch pomp pracujących równolegle i mocą jednej pompy przy jej pracy indywidualnej.

Na przykładzie przedstawionym na rysunku 5 można zauważyć, że dzięki monitoringowi pracy pompy zidentyfikowano ponadto nieszczelność/uchylenie zaworu minimalnego przepływu

widocznego jako rozwarstwienie rzeczywistych punktów pracy. Rozwarstwienie to wystąpiło, gdyż na osi argumentów podano strumień wody zasilającej z bilansu, a nie strumień łącznie z przepływem recyrkulującym przez zawór minimalnego przepływu. Monitoring pracy pompy umożliwia zatem również określenie wzrostu potrzeb własnych elektrycznych wynikających z nieszczelności zaworu minimalnego przepływu, co może być przesłanką do wykonania remontu w celu usunięcia nieszczelności.

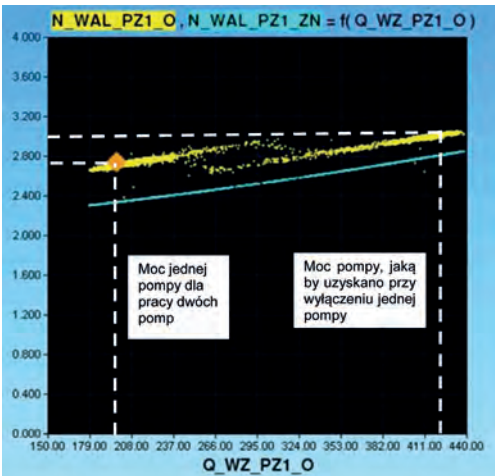
Powyższy przykład dotyczy pompy wody zasilającej, ale pokazana metodyka może być również zastosowana do pomp kondensatu i pomp skroplin.

Innym przykładem optymalizacji potrzeb własnych jest optymalizacja strumienia wody chłodzącej. W tym przypadku monitoring i analiza nie ograniczają się tylko do pracy samej pompy, ale obejmują również zmiany mocy bloku brutto. Funkcją celu dla regulacji pompy wody chłodzącej jest maksymalizacja sprawności bloku brutto.

Monitorowanie potrzeb własnych ciepłych

Jak już wspomniano, w odróżnieniu od potrzeb własnych elektrycznych potrzeby własne ciepłe są zazwyczaj opomiarowane bardzo słabo, dlatego też wiedza o potrzebach własnych ciepłych wśród służb kontroli eksploatacji jest bardzo ograniczona. W praktyce rozdział ciepła w parze kierowanej z bloku do kolektorów blokowego i międzyblokowego na potrzeby własne ciepłe technologiczne, potrzeby własne ciepłe grzewcze oraz straty ciepła przy przesyle pary oparty jest na założeniach, które często mocno odbiegają od rzeczywistości. Utrudnia to wzajemne porównywanie bloków i całych elektrowni oraz znacząco ogranicza możliwości optymalizacji potrzeb własnych ciepłych, w tym zasilania kolektorów potrzeb własnych parowych.

Systemy informatyczne wspierające wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła mogą być wsparciem w monitorowaniu potrzeb własnych ciepłych, szczególnie w ujednoliceniu założeń przy ich wyznaczaniu.



Rys. 5. Graficzne przedstawienie rzeczywistych punktów pracy pompy na tle charakterystyki projektowej  
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6. Optymalizacja on-line pracy pomp wody chłodzącej regulowanej poprzez zmianę kąta ustawienia łopat wirnika  
Źródło: opracowanie własne

Do potrzeb własnych ciepłych technologicznych zalicza się:

- zasilanie parowych podgrzewaczy powietrza,
- zasilanie zdmuchiwy popiołu,
- ciepło w parze kierowane do bloku na etapie rozruchu,
- ciepło w parze do stacji wody zdeminielizowanej,
- podgrzewanie mazutu,
- inne potrzeby wykorzystywane okazjonalnie, np. rozmrażanie paliwa.

Do potrzeb własnych grzewczych zalicza się natomiast parę kierowaną na cele grzewcze. Przy bilansowaniu kolektora międzyblokowego/blokowego należy również pamiętać o parze kierowanej na odgazowanie wody sieciowej oraz parze kierowanej z kolektora do odgazowywaczy blokowych (zwykle przy niskich obciążeniach).

W praktyce bezpośrednio wyznaczane są potrzeby własne ciepłe na zasilanie parowych podgrzewaczy powietrza – na podstawie pomiarów lub bilansu od strony podgrzewanego powietrza. Ilość pary kierowana do zdmuchiwy popiołu może być wyznaczona na podstawie bezpośrednich pomiarów lub czasu pracy zdmuchiwy i ich projektowych wydajności. Ciepło w parze kierowane do bloku na etapie rozruchu może być wyznaczane na podstawie bezpośrednich pomiarów lub częściej na podstawie charakterystyk rozruchów opracowanych w funkcji czasu postoju bloku. Potrzeby własne ciepłe na podgrzanie mazutu/oleju lekkiego mogą być wyznaczane z bilansu ciepła od strony czynnika podgrzewanego. Potrzeby własne parowe na przygotowanie wody zdeminielizowanej są niewielkie i mogą być oszacowane na podstawie danych projektowych stacji wody zdeminielizowanej. Pozostałe potrzeby własne technologiczne są niewielkie i w praktyce mogą być pomijane. Na podstawie powyższego można stwierdzić, że potrzeby własne technologiczne mogą być odpowiednio oszacowane.

Problemem jest wyznaczenie i rozdział potrzeb własnych grzewczych – zwykle nieopomiarowanych – oraz strat ciepła w kolektorze. W przypadku braku pomiarów potrzeb własnych grzewczych zaleca się oszacowanie strat ciepła w kolektorze na podstawie wymiarów geometrycznych kolektora, ilości przepływającej pary oraz informacji, z których bloków był zasilany kolektor międzyblokowy. Potrzeby własne grzewcze byłyby wtedy wyznaczone jako dopełnienie bilansu kolektora.

## Podsumowanie

W artykule poruszono zagadnienia związane z monitorowaniem potrzeb własnych elektrycznych i ciepłych w systemach informatycznych wspierających wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Poprzez monitoring potrzeb własnych elektrycznych rozumie się nie tylko raportowanie zużycia energii elektrycznej przez poszczególne urządzenia potrzeb własnych, ale również wyznaczenie wskaźników KPI pozwalających na:

- ocenę wielkości poszczególnych potrzeb własnych elektrycznych i porównanie bloków energetycznych pomiędzy sobą,

- ocenę stanu technicznego głównych urządzeń potrzeb własnych elektrycznych i optymalizację okresów międzyremontowych,
- ocenę sposobu regulacji wydajności poszczególnych urządzeń potrzeb własnych i oszacowanie potencjalnych korzyści wynikających ze zmiany zastosowanego sposobu regulacji,
- wsparcie przy optymalizacji pracy urządzeń potrzeb własnych, w tym optymalizacji liczby jednocześnie pracujących urządzeń (pomp wody zasilającej, pomp kondensatu itp.) i optymalizacji strumienia wody chłodzącej.

W artykule zwrócono uwagę na istniejące problemy i ograniczenia w monitorowaniu on-line potrzeb własnych elektrycznych, jak również przedstawiono przykłady praktycznych zastosowań szczegółowej analizy on-line głównych urządzeń potrzeb własnych.

Istotnym problemem dla służb eksploatacji jest też raportowanie i analiza potrzeb własnych ciepłych. Częsty brak właściwego opomiarowania powoduje, że należy posługiwać się czasem pracy poszczególnych instalacji i ich znamionową wydajnością (np. dla zdmuchiwy popiołu) lub opracowanymi charakterystykami (np. w zakresie zapotrzebowania pary w trakcie rozruchu bloku). Ponadto w przypadku braku opomiarowania potrzeb własnych grzewczych zachodzi konieczność obliczenia od strony teoretycznej strat ciepła w kolektorze pary i wyznaczenia potrzeb własnych grzewczych na podstawie bilansu całego kolektora. Systemy informatyczne wspierające wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach i elektrociepłowniach mogą stanowić zatem istotne narzędzie wsparcia w wyznaczaniu potrzeb własnych ciepłych technologicznych i grzewczych oraz usystematyzować podejście do ich wyznaczania.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Cholewa R., *Nowe systemy bilansowania i nadzoru eksploatacji metodą TKE® – funkcjonalne narzędzie dla służb elektrowni i elektrociepłowni*, „Energetyka” 2011, nr 8.
- [2] Cholewa R., *Systemy informatyczne wspierające wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych*, „Energetyka” 2012, nr 4.
- [3] Cholewa R., *Praktyczne aspekty analizy odchyleń produkcyjnych i wskaźników efektywnościowych w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła*, „Energetyka” 2018, nr 5.
- [4] Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1995.
- [5] PN-M-35500:1993: *Metodyka obliczania zużycia paliwa do wytwarzania energii elektrycznej, cieplnej i mechanicznej*.
- [6] Sprawozdania i wyniki prac pomiarowych i badawczych, opracowania „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Techniki Ciepłej, Gliwice 2009–2020 (niepubl.).
- [7] *Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej*, Dz.U., poz. 831.



Rafał Szymanowicz  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Bilansowanie energii wytwarzanej w instalacjach termicznego przekształcania odpadów

## Balancing of energy generated in thermal waste treatment plants

W artykule przedstawiono zagadnienia dotyczące realizacji zadań związanych z przygotowaniem układów podawania odpadów/paliw w instalacjach termicznego przekształcania odpadów oraz prowadzeniem prawidłowego bilansowania i rozliczania energii wytworzonej w OZE. Omówiono także wymagania prawne związane z tym obszarem oraz przedstawiono przykładowe rozwiązania układów paliwowych instalacji termicznego przekształcania odpadów.

**Słowa kluczowe:** instalacje termicznego przekształcania odpadów, wytwarzanie energii w OZE, bilansowanie i rozliczanie energii w OZE

The article presents issues related to performance of tasks associated with preparation of waste/fuel supply systems in thermal waste treatment plants and proper balancing and metering of energy generated from RES. Besides, the article discusses the corresponding legal requirements and provides some examples of fuel systems for thermal waste treatment plants.

**Keywords:** thermal waste treatment plants, energy generation from RES, balancing and metering of energy from RES

### Wprowadzenie

Unijne przepisy związane z prowadzeniem gospodarki odpadami komunalnymi, które Polska jest zobowiązana przestrzegać, spowodowały stopniowe odejście od dotychczasowych praktyk polegających na składowaniu odpadów na wysypiskach śmieci.

W aspekcie uciążliwości dla środowiska podstawowym sposobem zagospodarowania odpadów komunalnych powinno być przygotowanie ich do ponownego użycia, recyklingu, o ile się do tego nadają, a w dalszej kolejności ewentualnego spalania z odzyskiem energii. Wobec powyższego istotnym elementem systemu gospodarki odpadami stały się instalacje termicznego przekształcania odpadów, które poza redukcją ilości składowanych odpadów umożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Energia wyprodukowana w tym procesie z frakcji biodegradowalnej odpadów jest kwalifikowana jako pochodząca z odnawialnego źródła energii (OZE), dając tym samym możliwość korzystania z systemów jej wsparcia.

### Regulacje prawne

W Polsce podstawowym aktem prawnym regulującym zasady wsparcia energii wytworzonej w OZE jest *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* [1], która definiuje instalację termicznego przekształcania odpadów jako „instalację odnawialnego źródła energii będącą spalarnią

lub współspalarnią odpadów w rozumieniu *Ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach* (Dz. U. z 2019 r. poz. 701, 730, 1403 i 1579), w której część wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła pochodzi z ulegającej biodegradacji części odpadów przemysłowych lub komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów (...), zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów”.

Proces termicznego przekształcania odpadów musi odbywać się zgodnie z wymaganiami określonymi w:

- *Rozporządzeniu Ministra Rozwoju z dnia 21 stycznia 2016 r. w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów oraz sposobów postępowania z odpadami powstałymi w wyniku tego procesu* [3],
- *Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów* [4].

Wymagania i warunki dotyczące wytwarzania i rozliczania energii w instalacji odnawialnego źródła będącej instalacją termicznego przekształcania odpadów zawiera *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie szczegółowych warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów* [5].



Wytwarzanie energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, w tym także w instalacji termicznego przekształcania odpadów, wymaga posiadania odpowiedniej koncesji wydawanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Koncesja ta umożliwia przedsiębiorstwu energetycznym wnioskowanie o świadectwa pochodzenia (jeśli pierwsze wytworzenie energii elektrycznej w danej instalacji nastąpiło przed 1 lipca 2016 roku) lub uczestnictwo w systemie aukcyjnym wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych bądź też korzystanie z taryfowych systemów wsparcia.

Jednym z wymaganych załączników do wniosku o wydanie koncesji jest tzw. dokumentacja uwierzytelniająca, która powinna zawierać kompletny opis procedury wytwarzania i rozliczeń energii z odnawialnych źródeł.

### Problematyka związana z prawidłowym opomiarowaniem instalacji

Na kształt instalacji ma wpływ wiele czynników, które związane są między innymi z przyjętą technologią rozładunku, magazynowania, a także podawania do procesu termicznego przekształcania odpadów komunalnych oraz innych wykorzystywanych paliw w danej instalacji. Odrębnym zagadnieniem jest przygotowanie instalacji w sposób umożliwiający prawidłowe prowadzenie rozliczeń związanych z wytwarzaniem energii w instalacji odnawialnego źródła energii.

Ważnym elementem, który bywa pomijany podczas projektowania nowej inwestycji, jest dostosowanie instalacji do wymogów pomiarowo-rozliczeniowych zawartych w rozporządzeniu [5]. Pojawiające się problemy wynikają z faktu, iż dostarczane technologie mogą opierać się na rozwiązaniach stosowanych w innych państwach członkowskich, w których akty regulujące zasady wytwarzania i rozliczania energii pochodzącej z zasobów odnawialnych w pewnym stopniu różnią się od zapisów rozporządzenia [5]. Zdarza się również, że metodyka wyznaczania ilości wytworzonej energii odnawialnej jest nieco uproszczona w stosunku do przepisów obowiązujących w Polsce. W praktyce oznacza to, że instalacja wybudowana w danym państwie członkowskim jest zgodna z obowiązującymi w nim przepisami, natomiast w Polsce może nie spełniać wymagań stawianych przez zapisy rozporządzenia [5]. Przytoczone uwagi dotyczą przede wszystkim układów rozładunku, magazynowania i podawania odpadów oraz innych paliw, których układ technologiczny wraz z pomiarem strumieni bilansowych musi spełniać wymagania rozporządzenia [5].

### Bilansowanie i sposób prowadzenia pomiarów i obliczeń

Analizując poszczególne pozycje rozporządzenia [5] określającego warunki techniczne kwalifikowania części energii uzyskanej z termicznego przekształcania odpadów jako energii z odnawialnego źródła energii, decydujący wpływ na bilansowanie oraz przebieg pomiarów i obliczeń mają poniżej omówione zapisy.

Pomiary masy poszczególnych paliw, w tym odpadów dostarczonych do procesu termicznego przekształcania, powinny odbywać się w sposób ciągły, co w praktyce oznacza konieczność ich ważenia za pomocą wag taśmowych zainstalowanych w układzie podawania paliwa/odpadu do kotła. W zależności od technologii podawania paliw dopuszczalne jest również stosowanie wag samochodowych, z zastrzeżeniem, że odpady kierowane są bezpośrednio do procesu termicznego przekształcania, lub też wag nieautomatycznych zainstalowanych na chwytakach podających odpady do zasobników przykottowych. Zastosowane wagi powinny podlegać tzw. nadzorowi prawnemu, a więc muszą posiadać ocenę zgodności z Dyrektywą 2014/32/UE (MID) [6] lub legalizację.

W przypadku pomiarów masy spalanego oleju opałowego, który jest powszechnie stosowany jako paliwo używane do rozpalenia paleniska, a w razie potrzeby utrzymania wymaganych parametrów procesu termicznego przekształcania odpadów, szczegółowe wymagania związane z nadzorem metrologicznym określa załącznik MI-005 do dyrektywy [6]. Odnosi się on między innymi do procedury oceny zgodności instalacji pomiarowych do ciągłego i dynamicznego pomiaru cieczy innych niż woda. W rozumieniu dyrektywy [6] instalacja pomiarowa to poza przepływomierzem wszystkie urządzenia wymagane do zapewnienia poprawnego pomiaru lub przeznaczone do ułatwienia operacji pomiarowych. Zgodnie z zapisami rozporządzenia [5] konieczne jest uzyskanie wskazań w jednostkach masy, dlatego poza przepływomierzem objętościowym wymagane jest określanie na bieżąco gęstości oleju opałowego poprzez pomiar jego temperatury oraz zastosowanie odpowiedniego przeliczenia. Po zabudowie i uruchomieniu instalacji pomiarowej, zgodnej z certyfikatem badania typu UE, konieczne jest przeprowadzenie przez jednostkę notyfikowaną weryfikacji zgodności z typem, która polega na sprawdzeniu, czy instalacja jest wykonana zgodnie z certyfikatem oraz czy układ mierzy poprawnie.

Poza pomiarami ilościowymi odpadów kierowanych do procesu termicznego przekształcania niezbędne jest określenie ich właściwości fizykochemicznych – w szczególności wartości opałowej oraz dodatkowo zawartości frakcji biodegradowalnej i jej wartości opałowej. Określenie dwóch ostatnich wymienionych parametrów powinno być wykonywane co najmniej raz dla każdej partii odpadów, natomiast w przypadku pozostałych paliw kierowanych do procesu termicznego przekształcania – co najmniej raz na dobę.

Pobieranie i przygotowywanie próbek odpadów do badań oraz samo ich wykonanie powinno odbywać się zgodnie z metodami referencyjnymi, a w przypadku pozostałych wykorzystywanych paliw metodami akredytowanymi, zgodnie z obowiązującymi normami.

Kontroli analitycznej podlegają parametry fizykochemiczne wszystkich wykorzystywanych odpadów i paliw podstawowych. Odstępstwem jest tu udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnej, której wartość można przyjąć na zryczałtowanym poziomie, ale tylko wówczas, gdy w instalacji termicznego przekształcania wykorzystywane są odpady wymienione w załączniku nr 3 do rozporządzenia [5]. Do grupy tej zalicza się osady ściekowe, odpady drzewne, odpady papieru i tektury,

odpady skóry oraz inne odpady, takie jak zmieszane odpady komunalne i przeterminowane lub nieprzydatne produkty spożywcze, z wyjątkiem produktów pozabawionych opakowań.

Przykładowe wyniki badań odpadów, które nie zostały wymienione w załączniku nr 3 do rozporządzenia [5], takie jak odpady palne o kodzie 19 12 10 (paliwo alternatywne), przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Przykładowe wyniki oznaczenia właściwości fizykochemicznych paliwa z odpadów

Parametr	Oznaczenie	Stan	Jednostka	Badana substancja – paliwo alternatywne (kod odpadu 19 12 10)	
				Próbka nr 1	Próbka nr 2
Wartość opałowa	$q_{p, net}$	$r$	$\text{kJ/kg}$	12 750	11 240
Wilgoć całkowita	$M_{af}$	R	%	33,5	37,6
Popiół	$A_d$	d	%	22,5	19,4
Węgiel	C	d	%	44,7	46,0
Wodór	H	d	%	6,2	6,1
Siarka całkowita	S	d	%	0,3	0,3
Chlor	Cl	d	%	1,1	0,9
Sód	Na	d	%	0,6	0,5
Potas	K	d	%	0,3	0,3
Glin	Al	d	%	1,0	2,1
Zawartość biomasy	$x_B$	daf	%	56,1	65,3
Zawartość niebiomasy	$x_{BN}$	daf	%	43,9	34,7
Wartość opałowa frakcji biomasy	-	$r$	$\text{kJ/kg}$	13 359	11 531

Źródło: opracowanie własne

Z przedstawionego zestawienia wynika, że w przypadku tych odpadów wartość opałowa frakcji biodegradowalnej jest nieznacznie niższa (o ok. 0,3–0,6 MJ/kg) od kaloryczności samych odpadów.

Obliczenia ilości energii elektrycznej lub ciepła wytworzonych w odnawialnym źródle energii dokonuje się na podstawie pomiarów ilości odpadów i paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania oraz wymienionych badań

ich właściwości fizykochemicznych. Do energii wytworzonej z OZE kwalifikuje się część energii w instalacji termicznego przekształcania odpadów, opowiadająca udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii chemicznej dostarczonej do procesu.

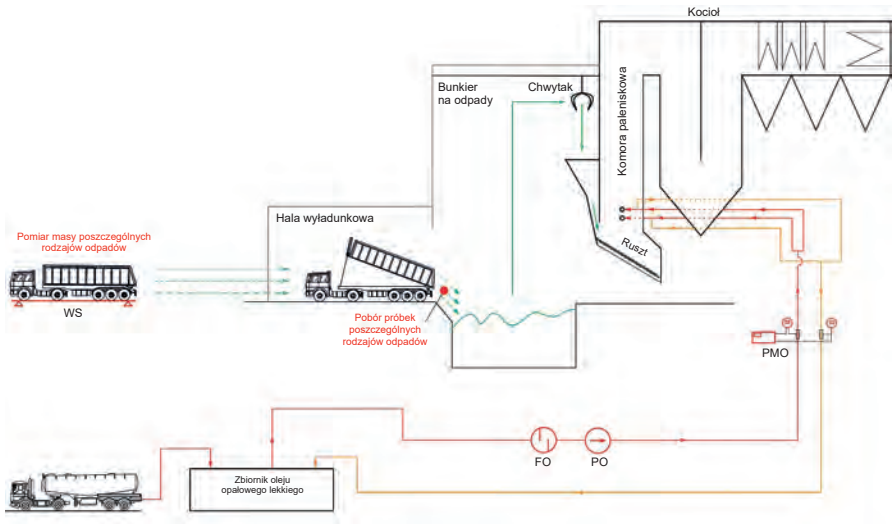
Przykłady z praktyki

Na rysunku 1 przedstawiono przykładowy schemat układu paliwowego z opomiarowaniem instalacji termicznego przekształcania odpadów wykorzystującej wyłącznie odpady oraz olej opałowy jako paliwo podtrzymujące proces termicznego przekształcania. Podstawowym celem działalności tej instalacji jest utylizacja odpadów z odzyskiem energii, a więc zgodnie z obowiązującymi przepisami *Ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach* [2] jest to spalarnia odpadów.

W omawianej instalacji przekształca się termicznie trzy rodzaje odpadów, a mianowicie:

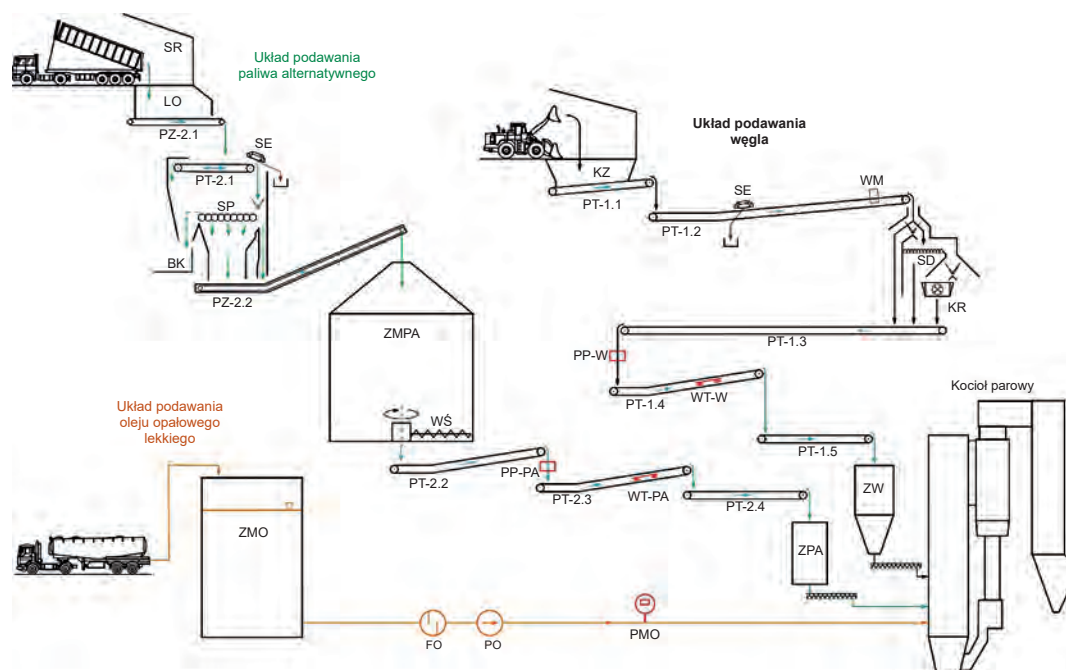
- niesegregowane (zmieszane) odpady komunalne – kod odpadu 20 03 01,
- odpady palne (paliwo alternatywne) – kod odpadu 19 12 10 oraz
- ustabilizowane osady ściekowe – kod odpadu 19 08 05.

Istota rozliczania energii wytworzonej w tej instalacji polega na pomiarze masy poszczególnych rodzajów odpadów na wadze samochodowej oraz pobieraniu ich próbek podczas rozładunku do bunkra. Warunkiem prawidłowości zaprezentowanego rozwiązania jest podawanie odpadów do procesu termicznego przekształcania z zachowaniem podziału na poszczególne rodzaje (kod odpadu).



Rys. 1. Przykładowy schemat opomiarowania układu paliwowego spalarni odpadów  
FO – filtry oleju  
PO – pompa oleju  
PMO – instalacja pomiarowa oleju opałowego  
— — niesegregowane (zmieszane) odpady komunalne – kod odpadu 20 03 01  
— — odpady palne (paliwo alternatywne) – kod odpadu 19 12 10  
— — ustabilizowane osady ściekowe – kod odpadu 19 08 05

Źródło: opracowanie własne



Rys. 2. Przykładowy schemat opomiarowania układu paliwowego współspalarni odpadów

*Objaśnienia do układu podawania paliwa alternatywnego:*

BK – bunkier na elementy nadwymiarowe, LO – lej odbiorczy, PP-PA – urządzenie do poboru próbek paliwa alternatywnego, PT-2.x – przenośniki taśmowe, PZ-2.x – przenośniki zgrzeblowe, SE – separator elektromagnetyczny, SP – przesiewacz, SR – stacja rozładunkowa, WT-PA – waga taśmowa paliwa alternatywnego, WS – wygarniacz śrubowy, ZPA – zasobnik przykottowy paliwa alternatywnego, ZMPA – zbiornik magazynowy paliwa alternatywnego

*Objaśnienia do układu podawania węgla:*

KR – krusząca węgla, KZ – kosz zasypowy, PPW – urządzenie do poboru próbek węgla, PT-1.x – przenośniki taśmowe, SE – separator elektromagnetyczny, SD – przesiewacz, WT-W – waga taśmowa węgla, ZW – zasobnik przykottowy węgla

*Objaśnienia do układu podawania oleju opałowego lekkiego:*

FO – filtry oleju, PO – pompa oleju, PMO – instalacja pomiarowa oleju

*Źródło: opracowanie własne*

W analizowanym przypadku oznaczenia i obliczanie udziału energii chemicznej zawartości frakcji biodegradowalnej jest konieczne tylko w przypadku odpadów palnych – kod odpadu 19 12 10. W przypadku pozostałych dwóch rodzajów odpadów dopuszczalne jest skorzystanie z wartości ryczałtowej zamieszczonej w załączniku nr 3 do rozporządzenia [5], która wynosi 0,42 dla niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych – kod odpadu 20 03 01 oraz 0,90 dla ustabilizowanych osadów ściekowych – kod odpadu 19 08 05.

Na rysunku 2 przedstawiono w stopniu uproszczonym schemat układu podawania paliw z opomiarowaniem do instalacji wykorzystującej oprócz odpadów inne paliwa, takie jak węgiel kamienny i olej opałowy. Podstawowym celem działalności tej instalacji jest wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, a więc zgodnie z obowiązującymi przepisami [2] jest to współspalarnia odpadów.

W przypadku tej instalacji wykorzystywany jest tylko jeden rodzaj odpadu, tj. odpady palne (paliwo alternatywne) – kod odpadu 19 12 10, co umożliwia wykonywanie pomiarów masy podawanych odpadów za pomocą wagi taśmociągowej oraz pobieranie próbek do badań bezpośrednio przed podaniem ich do kotła. W analogiczny sposób postępuje się z pomiarami ilościowymi i jakościowymi węgla kierowanego do kotła.

W przypadku obu wymienionych instalacji wykonywany jest również pomiar ilości spalanego oleju opałowego za pomocą odpowiednich instalacji pomiarowych, podlegających prawnej kontroli metrologicznej bez konieczności pobierania jego próbek, co jest zgodne z obowiązującymi przepisami [5].

## Podsumowanie

Należy stwierdzić, że przystosowanie instalacji termicznego przekształcania odpadów do prawidłowego rozliczania energii w OZE wymaga indywidualnego podejścia wynikającego głównie ze specyfiki technologicznej danego obiektu. Indywidualnym zadaniem powinno być również opracowanie procedur bilansowania energii w OZE. W przypadku nowych instalacji niezbędne jest uwzględnienie w założeniach technologicznych wszystkich wymagań zawartych w obowiązujących przepisach prawnych dotyczących wytwarzania i rozliczania energii w instalacji odnawialnego źródła energii, będącej instalacją termicznego przekształcania odpadów.

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. posiada duże doświadczenie związane z wytwarzaniem, rozliczaniem i bilansowaniem takiej energii.



Specjaliści Zakładu Techniki Ciepłej przygotowują dokumentację niezbędną do uzyskania koncesji na wytwarzanie energii w odnawialnych źródłach energii i doradzają przedsiębiorstwom w zakresie techniczno-prawnym w związku z uzyskaniem/zmianą koncesji. Opracowują również opinie z oceną poprawności funkcjonowania systemu wytwarzania i bilansowania energii odnawialnej, które pozwalają klientom na uzyskanie bądź rozszerzenie koncesji na wytwarzanie energii w odnawialnych źródłach.

Ponadto „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. dokonuje oceny możliwości wykorzystania odpadów i paliw na cele energetyczne oraz opracowuje koncepcje układów podawania i opomiarowania odpadów i paliw zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami.

#### PIŚMIENNICTWO

- [1] *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii*, Dz.U., poz. 478, ze zm.
- [2] *Ustawa o odpadach z dnia 14 grudnia 2012 r.*, Dz.U. 2013, poz. 21, ze zm.

- [3] *Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 21 stycznia 2016 r. w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów oraz sposobów postępowania z odpadami powstałymi w wyniku tego procesu*, Dz.U., poz. 108.
- [4] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów*, Dz.U., poz. 680.
- [5] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie szczegółowych warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów*, Dz.U., poz. 847.
- [6] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych*, Dz.Ur. UE L 96.



## ZAKŁAD OCHRONY ŚRODOWISKA



- Pomiary gwarancyjne, badania oraz doradztwo w zakresie urządzeń ochrony powietrza
- Pomiary emisji zanieczyszczeń, hałasu oraz QAL-2 i AST
- Monitoring środowiska. Badania odpadów
- Decyzje o środowiskowych warunkowaniach i decyzje wodnoprawne
- Przygotowanie obiektów do uzyskania lub zmiany pozwolenia zintegrowanego
- Doradztwo w zakresie gospodarki obiegu zamkniętego

Łukasz Kot, Janusz Skwara

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.

Zakład Chemii i Diagnostyki

# Optymalizacja oczyszczalni ścieków z IOS odpowiedzią na wymagania konkluzji BAT

## Optimization of FGD wastewater treatment plants as a response to the requirements under the BAT conclusions

Artykuł prezentuje zastrzone wymagania konkluzji BAT dla jakości ścieków z instalacji odsiarczania spalin oraz możliwości ich spełnienia przez pracujące już instalacje oczyszczania ścieków. Dostosowanie pracujących oczyszczalni wiąże się z poniesieniem kosztów inwestycyjnych na rozbudowę. Jako skuteczny sposób na ograniczenie kosztów inwestycyjnych (CAPEX) i eksploatacyjnych (OPEX) w artykule przedstawiono audyt technologiczny oraz badania optymalizacyjne pracy oczyszczalni ścieków, które pozwalają na określenie zakresu modernizacji i wyliczenie rzeczywistych nakładów finansowych na dostosowanie do wymagań konkluzji BAT.

**Słowa kluczowe:** konkluzje BAT, oczyszczalnia ścieków z IOS, audyt technologiczny, optymalizacja, modernizacja, ścieki, metale ciężkie, alkaliczne strącanie

The article presents more stringent requirements resulting from the BAT conclusions as regards the quality of wastewater from flue gas desulphurization plants and also possibilities of their fulfilment by the existing wastewater treatment plants. The adaptation of the existing treatment plants is associated with capital expenditures for their extension. As an effective way to reduce capital expenditures (CAPEX) and operating expenditures (OPEX), the article indicates a technological audit and optimization tests of operation of the wastewater treatment plant which enable the determination of the scope of modernization and calculations of the actual financial outlays for adapting to the requirements under the BAT conclusions.

**Keywords:** BAT conclusions, FGD wastewater treatment plant, optimization, modernization, wastewater, heavy metals, alkaline precipitation

### Wprowadzenie

W artykule przedstawiono możliwości dostosowania obiektów krajowej energetyki do spełnienia wymagań konkluzji BAT w zakresie jakości ścieków. W kilku krokach przedstawiono, jak dostosować istniejące oczyszczalnie ścieków z instalacji odsiarczania spalin do bardziej rygorystycznych wymagań środowiskowych, mając na uwadze prognozowane koszty inwestycyjne i eksploatacyjne.

### Konkluzje BAT na straży czystości środowiska

W sierpniu 2017 roku opublikowano decyzję wykonawczą Komisji Europejskiej ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (ang. *Best Available Techniques* – BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania (dalej konkluzje BAT) [1]. Konkluzje BAT wprowadziły bardziej rygorystyczne wymagania w zakresie emisji zanieczyszczeń do środowiska, do których obiekty energetyczne muszą się dostosować. Nowe limity dotyczą zarówno emisji do powietrza i wody, jak również poziomów sprawności energetycznej jednostek. Dla dużych obiektów energetycznych (ang. *Large Combustion Plants* – LCP), dla których moc cieplna dostarczona w paliwie wynosi minimum 50 MW, wyznaczono termin dostosowania instalacji na dzień 17 sierpnia 2021 roku. Oznacza to, że do tego czasu wszystkie obiekty energetyczne podlegające konkluzjom BAT

muszą posiadać instalacje spełniające nowe rygorystyczne wymagania środowiskowe dotyczące emisji. Jedyną możliwością odroczenia wdrożenia najlepszych dostępnych technik w instalacjach istniejących jest uzyskanie czasowego odstępstwa.

Ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza wpływa na skład i jakość ścieków z oczyszczalni ścieków z instalacji odsiarczania spalin (IOS). Zmniejszona emisja do powietrza przekłada się na wzrost stężeń zanieczyszczeń – szczególnie metali ciężkich, siarczanów i chlorków w ściekach. Konkluzje BAT odnoszą się do ścieków z IOS, które kierowane są bezpośrednim zrzutem do odbiornika (środowiska), tzn. punktu, w którym emisja opuszcza instalację, i określają ich graniczne dozwolone poziomy zanieczyszczeń (tab. 1).

Zapisy BAT 14 nakładają obowiązek rozdzielania zanieczyszczonych strumieni i oczyszczania ich osobno, aby zapobiec zanieczyszczeniu niezanieczyszczonych strumieni, a tym samym ograniczyć emisję do wody. Z kolei BAT 15 zaleca stosowanie najlepszych technik lub ich kombinacji jak najbliżej źródła emisji zanieczyszczeń, by nie dopuszczać do rozcieńczania zanieczyszczonych strumieni.

Wśród najlepszych dostępnych technik wymieniono:

- adsorpcję na węglu aktywnym,
- tlenowe oczyszczanie biologiczne,
- oczyszczanie biologiczne w warunkach beztlenowych,
- koagulację i flokulację,
- krystalizację,
- filtrację,

- flotację,
- wymianę jonową,
- neutralizację,
- utlenianie,
- strącanie,
- sedymentację,
- odpędzanie.

Jednostopniowe standardowe oczyszczalnie ścieków z m-krego odsiarczania spalin eksploatowane w krajowej energetyce nie są przystosowane do spełniania rygorystycznych wymogów konkluzji BAT. Mimo że korzystają one z wymienionych technik, nie uzyskują tak niskich poziomów zanieczyszczeń w ściekach oczyszczonych.

Klasyczny układ technologiczny jednostopniowej oczyszczalni ścieków opartej na procesie alkaicznego strącania przedstawia się następująco:

- neutralizacja odczynu pH,
- strącanie metali ciężkich siarczkiem organicznym lub nie-organicznym,
- koagulacja,
- flokulacja,
- sedymentacja wytrąconych zawiesin,
- schładzanie,
- filtracja przy pomocy filtrów piaskowych i węglowych.

Tabela 1

BAT-AELs dla bezpośrednich zrzutów do odbiornika wodnego z oczyszczania spalin

Substancja/parametr		Dopuszczalna zawartość według konkluzji BAT
Ogólny węgiel organiczny (OWO/TOC)		20–50 mg/l <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup>
Chemiczne Zapotrzebowanie Tlenu (ChZT)		60–150 mg/l <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup>
Zawiesina ogólna (TSS)		10–30 mg/l
Fluorki		10–25 mg/l <sup>(3)</sup>
Siarczany		1,3–2,0 g/l <sup>(3)</sup> <sup>(4)</sup> <sup>(5)</sup> <sup>(6)</sup>
Siarczek łatwo uwalniany		0,1–0,2 mg/l <sup>(3)</sup>
Siarczyny		1–20 mg/l <sup>(3)</sup>
Metale i metaloidy	As	10–50 µg/l
	Cd	2–5 µg/l
	Cr	10–50 µg/l
	Cu	10–50 µg/l
	Hg	0,2–3 µg/l
	Ni	10–50 µg/l
	Pb	10–20 µg/l
	Zn	50–200 µg/l

<sup>(1)</sup> Stosowany może być pomiar OWO lub ChZT. Preferowany jest OWO, ponieważ nie opiera się na stosowaniu związków silnie toksycznych.

<sup>(2)</sup> Standard ma zastosowanie po odjęciu obciążenia wejściowego.

<sup>(3)</sup> Standard ma zastosowanie do ścieków z wykorzystaniem mokrej IOS.

<sup>(4)</sup> Wymaganie BAT odnosi się do obiektów wykorzystujących związki wapnia w oczyszczaniu gazów odlotowych.

<sup>(5)</sup> Górna wartość graniczna nie może być stosowana w przypadku wysokiego zasolenia ścieków (np. dla stężenia chlorków ≥5000 mg/l) ze względu na zwiększoną rozpuszczalność siarczanu wapnia.

<sup>(6)</sup> Standardu nie stosuje się do zrzutów do morza lub stonawych wód.

Źródło: [1]

Dwustopniowe oczyszczalnie ścieków dają większe możliwości oczyszczania ścieków do wymaganych parametrów. Instalacji takich jest jednak w krajowej energetyce niewiele i są to instalacje wybudowane w ciągu ostatnich kilku lat. Zdecydowanie przeważają układy jednostopniowe.

Stan techniczny oraz stopień automatyzacji tych instalacji często nie odpowiadają współczesnym wymaganiom i nie pozwalają na sprawną kontrolę procesu oczyszczania ścieków, który ze względu na zmienność ich parametrów (zależnych od rodzaju stosowanego paliwa) i niestabilność ciągle się zmienia.

### Sposób na konkluzje BAT

Konieczność dostosowania pracujących instalacji do nowych wymagań jakościowych ścieków oczyszczonych wiąże się z nakładami inwestycyjnymi. Okres przejściowy wynoszący 4 lata (od ogłoszenia do wejścia w życie konkluzji BAT) powinien zostać wykorzystany przez właścicieli instalacji do dokonania kompleksowego audytu technicznego oraz technologicznego instalacji. Dopiero na podstawie takiej oceny powinna zapaść decyzja o zakresie i charakterze koniecznych prac dostosowujących instalację do spełnienia wymogów konkluzji BAT. Takie podejście pozwoli na znaczne ograniczenie wydatków inwestycyjnych (ang. *capital expenditures* – CAPEX) i eksploatacyjnych (ang. *operating expenditures* – OPEX), gdyż umożliwi wykorzystanie potencjału instalacji.

Audyt techniczny polega na ocenie stanu technicznego urządzeń wchodzących w skład instalacji. Należy przeprowadzić go zarówno dla głównego ciągu technologicznego, jak i instalacji pomocniczych – układu przygotowania i dozowania reagentów oraz układu płukania instalacji. Oceniany jest przede wszystkim stan dekapitalizacji urządzeń, ich podatność na awaryjność oraz koszty ewentualnych remontów. Niekiedy remont może być niezasadny, co wiąże się z koniecznością wymiany urządzeń na nowe. Rezultatem audytu technicznego powinno być zalecenie zastosowania nowych urządzeń o wyższej klasie energooszczędności, pamiętając przy tym o unifikacji, by obniżyć koszty przyszłych serwisów.

W trakcie audytu technicznego nie można pominąć sprawdzenia stanu układu pomiarowego zamontowanego na instalacji. Branża AKPiA stanowi oddzielny przedmiot audytu, gdyż dokładne pomiary są kluczem do prawidłowego działania instalacji. Dlatego przegląd aparatury pomiarowej oraz powiązanej z nią automatyki (elektrozawory itd.) odbywa się nie tylko pod kątem sprawności technicznej, ale również pod względem funkcjonalności oraz możliwości kontroli i sterowania procesem oczyszczania w czasie rzeczywistym. Ewentualne decyzje o konieczności rozbudowy AKPiA zapadają na etapie audytu technologicznego.

Jednym z głównych zadań audytu technologicznego jest określenie rzeczywistych możliwości eksploatacyjnych pracujących instalacji oczyszczania ścieków. Doświadczenia z prac wykonanych na wielu obiektach wskazują, że możliwości te w większości przypadków nie są wykorzystywane. Wynika to z faktu, że obecne wymagania wobec oczyszczonych ścieków z IOS są znacznie łagodniejsze niż wymagania konkluzji BAT i mogą być osiągnięte przy stosowaniu reżimu oszczędnościowego, np. w zakresie dawek reagentów. Bez wątpienia najistotniejszym elementem audytu technologicznego jest optymalizacja pracy instalacji. Dobór odpowiedniego



reżimu pracy oczyszczalni ścieków pozwoli jednoznacznie określić możliwości oczyszczania ścieków w instalacji, a tym samym poziom, do jakich mogą być usuwane zanieczyszczenia.

Pierwszym i podstawowym elementem optymalizacji jest określenie parametrów krytycznych, które mogą wpływać na spełnienie wymagań konkluzji BAT. Ze względu na różny skład i właściwości ścieków surowych parametry te są charakterystyczne dla każdej z badanych instalacji. Do najczęściej występujących parametrów krytycznych można zaliczyć zawartość substancji organicznych, wyrażonych jako ChZT lub jako OWO (konkluzje BAT dopuszczają możliwość wyboru jednego z tych parametrów) oraz zawartość kadmu, niklu i chromu. Badania optymalizacyjne powinny być wykonywane na pracującej instalacji w trakcie jej rzeczywistych warunków pracy. Należy mieć na uwadze, że cała trudność w procesie optymalizacji wynika z niestabilnych warunków pracy oczyszczalni, zmiennych parametrów jakościowych ścieków dopływających do instalacji oraz szeregu interferencji pomiędzy usuwanymi zanieczyszczeniami. Stąd nie można prowadzić optymalizacji w kierunku usunięcia jednego z parametrów krytycznych, gdyż z dużym prawdopodobieństwem spowoduje to trudności w usuwaniu innego. Dlatego program badawczy optymalizacji powinien być dobierany indywidualnie dla każdej instalacji oraz tworzony przez osoby posiadające gruntowną wiedzę na temat procesu oczyszczania ścieków w oczyszczalniach mokrego odsiarczania spalin i znające badaną instalację od przystawki „podszewki”.

Dopiero po wykonaniu optymalizacji uzyskujemy osąd na temat konieczności modernizacji instalacji. W wielu przypadkach optymalizacja lub niewielka modernizacja reżimu technologicznego pozwala na spełnienie wymagań konkluzji BAT – dotyczy to zarówno oczyszczalni jednostopniowych (niewyeksplotowanych), jak i dwustopniowych.

W przypadku gdy zwiększenie efektywności pracy oczyszczalni w ramach istniejącego reżimu technologicznego okaże się niewystarczające do spełnienia wymagań konkluzji BAT,

wnioski z przeprowadzonej optymalizacji powinny określać kierunki modernizacji i rozbudowy procesu technologicznego w celu osiągnięcia wymaganych konkluzjami poziomów.

Jednym z opcjonalnych rozwiązań dla spełnienia wymagań konkluzji BAT jest rozbudowa oczyszczalni jednostopniowych o drugi stopień oczyszczania ścieków. Jest to jednak wariant kosztowny, a dodatkowo w wielu istniejących obiektach brak jest miejsca na zabudowę nowych urządzeń. Stąd nakłady na inwestycję ulegają zwiększeniu i właśnie w optymalizacji (poprzez określenie nowego reżimu pracy i niezbędnych modułów oczyszczania) można znaleźć sposób na ich ograniczenie.

## Parametry ścieków surowych

Parametry jakościowe ścieków z instalacji mokrego odsiarczania spalin (IMOS) dla poszczególnych instalacji różnią się nie tylko ze względu na wykorzystywane paliwo, ale także na zastosowane procesy technologiczne i reżim eksploatacyjny, skuteczność ich prowadzenia, a nawet stan techniczny eksploatowanych urządzeń. Zjawisko to można zaobserwować w przypadku obiektów energetycznych dysponujących więcej niż jedną linią technologiczną oczyszczania spalin.

Zanieczyszczenia występujące w ściekach z instalacji odsiarczania spalin zależą od następujących czynników:

- rodzaju i parametrów spalnego węgla,
- zawartości popiołów lotnych w spalinach,
- reżimu utrzymywanego w absorberze IOS,
- dodatkowych addytywów dodawanych w procesie odsiarczania i opcjonalnie także odazotowania spalin (np. kwasy organiczne, środki antypienne, amoniak, chlorek amonu),
- skuteczności działania urządzeń, np. hydrocyklonów gipsu i hydrocyklonów ścieków,
- rodzaju i jakości wody procesowej wykorzystywanej w IOS,
- parametrów jakościowych mączki kamienia wapiennego.

Tabela 2

Parametry jakościowe ścieków surowych z instalacji mokrego odsiarczania spalin

Parametr	Obiekt 1	Obiekt 2	Obiekt 3	Obiekt 4	Obiekt 5	Obiekt 6
OWO, mg/l	49,6–56,0	8,6–19,9	13,9–51,3	41,4–133	-	99,2–125
ChZT, mg/l	64,4–142	131–223	167–201	86,0–260	85–202	268–373
Zawiesina ogólna, mg/l	5470–6835	-	-	4692–7124	3403–4200	6995–20 910
Fluorki, mg/l	5,69–7,39	-	-	8,3–18,0	4,4–14,2	<0,2–13,0
Siarczany, mg/l	1,13–1,55	-	-	1,28–1,54	822–947	755–1232
Siarczki, mg/l	<0,050–0,060	-	-	-	-	<0,001
Siarczyny, mg/l	<1,0	-	-	<1,25	<0,5	<1,0
Arsen jako As, µg/l	80–205	<8–120	13–50	17–172	119–196	40–300
Kadm jako Cd, µg/l	160–198	200–720	170–430	55–114	29,3–49,0	73–129
Chrom jako Cr, µg/l	89–198	<7–75	2–76	17–100	296–796	31–423
Miedź jako Cu, µg/l	95–183	9–130	20–130	68–260	408–783	215–410
Rtęć jako Hg, µg/l	1,2–32	<0,03–0,7	0,07–0,7	259–592	41,0–228	19–126
Nikiel jako Ni, µg/l	233–335	130–390	13–380	232–413	461–914	331–857
Ołów jako Pb, µg/l	933–2890	67–2100	71–2100	354–786	1068–1941	267–648
Cynk jako Zn, µg/l	5780–9090	6840–22 900	9390–22 900	2390–6350	1484–2216	1179–2640

Źródło: opracowanie własne

Dodatkowo zanieczyszczenia te mogą przyjmować w ściekach różną postać, co wpływa na ich podatność na oczyszczanie. Dlatego też dobór technologii oraz rodzajów i dawek reagentów założony na etapie projektowania instalacji nie zawsze sprawdza się w warunkach technicznych i powinien zostać zweryfikowany w warunkach rzeczywistych.

W tabeli 2 zestawiono parametry ścieków surowych z IMOS w zakresie konkluzji BAT dla wybranych elektrowni i elektrociepłowni. Na podstawie danych zawartych w tabeli 2 można stwierdzić, że wartości określonych parametrów są różne dla poszczególnych obiektów.

Parametrami krytycznymi, które w ściekach oczyszczonych najczęściej przekraczają wartości dopuszczalne, są:

- zawartość substancji organicznych wyrażonych jako ChZT lub OWO,
- zawartość wybranych metali ciężkich, najczęściej kadmu, chromu i niklu.

W przypadku zawartości substancji organicznych konkluzje BAT dopuszczają możliwość wyboru dotrzymywanego parametru (ChZT lub OWO), co w wielu przypadkach ułatwia spełnienie wymagań. W przypadku metali ciężkich szczególnie trudne bywa dotrzymanie dopuszczalnej zawartości kadmu, która została określona na śladowym poziomie (5 µg/l). Dla wielu laboratoriów zakładowych jest to wartość na poziomie granicy oznaczalności i niepewności pomiarowej.

## Zakres prac optymalizacyjnych

Prace optymalizacyjne wymagają na wstępie dokonania oceny dotychczasowej pracy oczyszczalni, określenia jej stanu technicznego, prawidłowości dobranej technologii oraz wytypowania parametrów krytycznych, które będą decydować o możliwości spełnienia wymagań konkluzji BAT. Na podstawie doświadczeń można stwierdzić, że dla każdej instalacji czynniki te mają charakter indywidualny.

Mogą się one także wiązać z możliwościami poniesienia nakładów inwestycyjnych, brakiem miejsca na rozbudowę instalacji lub nawet planowanym okresem dalszej eksploatacji bloków energetycznych. Prawidłowy dobór kierunku i zakresu prac optymalizacyjnych wymaga uwzględnienia wszystkich wymienionych elementów.

Standardowa procedura optymalizacji pracy oczyszczalni ścieków z IMOS prowadzona przez „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. obejmuje:

- audyt techniczny i technologiczny,
- przegląd archiwalnych danych analityczno-ruchowych dotyczących pracy oczyszczalni,
- przegląd rynku dostawców technologii i reagentów chemicznych,
- opracowanie harmonogramu prac optymalizacyjnych,
- badania w skali laboratoryjnej,
- badania w skali półtechnicznej (modelowe),
- badania w skali technicznej (obektowe),

- ocenę uzyskanych wyników pod kątem spełnienia wymagań konkluzji BAT oraz innych wymagań (pozwolenie zintegrowane, klasyfikacja osadów jako odpady niebezpieczne lub inne niż niebezpieczne i inne),
- opracowanie jedno- lub wielowariantowej koncepcji zmiany reżimu technologicznego i ewentualnych kierunków modernizacji,
- opracowanie dokumentacji przetargowej (specyfikacja istotnych warunków zamówienia, program funkcjonalno-użytkowy, specyfikacje techniczne, założenia projektowe).

Zakres tych prac jest dostosowywany do wymagań zamawiającego. W ramach swojej działalności „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. świadczy też usługi nadzoru inwestorskiego nad realizacją modernizacji lub podejmuje się bezpośrednio realizacji takich modernizacji.

Jako kluczowe z punktu widzenia skuteczności optymalizacji należy uznać prace w skali laboratoryjnej oraz w skali technicznej (badania obiektowe). Preferowanym rozwiązaniem jest wykonywanie prac laboratoryjnych nad doбором technologii, rodzaju i dawek reagentów w warunkach obiektowych przy pomocy laboratorium terenowego. Pozwala to na prowadzenie badań w warunkach rzeczywistych przy zmiennej jakości dopływających ścieków surowych. Badania te są wykonywane w postaci tzw. jar-testów symulujących pracę oczyszczalni ścieków przy zachowaniu parametrów eksploatacyjnych (kolejność dozowania reagentów, odpowiednie czasy zatrzymania).

Badania obiektowe prowadzone są dla wariantów wytypowanych w ramach badań laboratoryjnych. W założeniu powinny one w maksymalnym stopniu wykorzystywać eksploatowane urządzenia. W praktyce najczęściej dochodzi do czasowych zmian procesu technologicznego, np. poprzez zmianę punktów dozowania reagentów. W zależności od potrzeb wykorzystywane są także alternatywne, mobilne stacje dozowania chemikaliów oraz dodatkowa aparatura kontrolno-pomiarowa.

Na rysunkach 1, 2 i 3 przedstawiono przykładowe urządzenia wykorzystywane przez „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. w trakcie badań w skali laboratoryjnej, półtechnicznej i technicznej.



Rys. 1. Floktester do symulowania procesów technologicznych w ramach badań laboratoryjnych (tzw. jar-testy)

Źródło: ENERGOPOMIAR



Rys. 2.  
Reaktor do symulowania  
procesów technologicznych  
w trakcie badań w skali  
półtechnicznej (modelowych)  
Źródło: ENERGOPOMIAR



Rys. 3. Zestawy do dozowania alternatywnych reagentów  
chemicznych w trakcie badań obiektowych  
Źródło: ENERGOPOMIAR

## Strategia optymalizacji

Kierunki optymalizacji oczyszczalni ścieków z IOS można podzielić na dwie grupy:

- optymalizację pracy oczyszczalni w ramach istniejących urządzeń i procesów technologicznych bez konieczności zmian modernizacyjnych,
- optymalizację połączone z modernizacją, a często także z automatyzacją instalacji.

Optymalizację procesu technologicznego bez konieczności modernizacji są najlepszym rozwiązaniem, ponieważ pozwalają na uniknięcie kosztów inwestycyjnych (CAPEX) oraz problemów związanych z realizacją modernizacji, jak np. brak miejsca na zabudowę dodatkowych węzłów technologicznych. Zmiana reżimu technologicznego ogranicza się do doboru optymalnego zestawu reagentów chemicznych oraz ich dawek, wyznaczenia parametrów kontrolnych procesu oraz do zmian w systemie sterowania automa-

tycznego. Doświadczenia „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. wskazują jednak, że możliwość bezinwestycyjnego dostosowania do wymagań konkluzji BAT dotyczy niewielkiej liczby oczyszczalni ścieków z IOS. Są to obiekty nowszej generacji znajdujące się w dobrym stanie technicznym, wyposażone w odpowiednią aparaturę kontrolno-pomiarową i system sterowania automatycznego.

Dostosowanie większości oczyszczalni ścieków z IOS do wymagań konkluzji BAT wymaga jednak przeprowadzenia prac modernizacyjnych. Zakres tych prac może obejmować wymianę części urządzeń i aparatury kontrolno-pomiarowej, doposażenie w dodatkową aparaturę kontrolno-pomiarową, zmianę punktów dozowania, automatyzację urządzeń, zmianę sekwencji sterowania, wprowadzenie dodatkowych procesów technologicznych czy rozbudowę ciągów technologicznych. Optymalizacja taka wiąże się z koniecznością poniesienia kosztów inwestycyjnych. Poważnym problemem na wielu obiektach jest brak miejsca na zabudowę dodatkowych urządzeń czy węzłów technologicznych. Nie można także pominąć aspektu finansowego takiej modernizacji, który powinien być dostosowany do możliwości przedsiębiorstwa.

Dlatego też znalezienie rozwiązania problemów technologicznych stanowi tylko część zagadnienia. Konieczne jest także opracowanie koncepcji modernizacji (najlepiej wariantowej) obejmującej aspekty techniczne i ekonomiczne, uwzględniającej także inne uwarunkowania, jak np. parametry jakościowe i klasyfikację wytrączanych osadów.

## Wyniki optymalizacji dla wybranych oczyszczalni ścieków z IOS

Od czasu opublikowania konkluzji BAT jednostki wytwórcze sektora energetycznego podejmują działania w celu spełnienia wymagań zawartych w konkluzjach. W pracach tych uczestniczą specjaliści „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., którzy w latach 2017–2020 przeprowadzili szereg audytów technologicznych i prac optymalizacyjnych, na podstawie których opracowano koncepcje dostosowania oczyszczalni ścieków z IOS do nowych wymagań, a w przypadku koniecznych modernizacji także programy funkcjonalno-użytkowe dla tych inwestycji.

W tabelach 3–6 przedstawiono wyniki prac optymalizacyjnych dla wybranych czterech instalacji oczyszczania ścieków z odsiarczania spalin. Na ich podstawie można stwierdzić, że zarówno w przypadku nowoczesnej dwustopniowej oczyszczalni, jak i starych oczyszczalni jednostopniowych parametry ścieków oczyszczonych przed optymalizacją znacząco przekraczały limity narzucone przez konkluzje BAT.

W wyniku przeprowadzonych badań wykazano, że po zmianie reżimu technologicznego oczyszczalnie te są w stanie dotrzymywać wymagane parametry ścieków oczyszczonych. Optymalizacja w ramach istniejących procesów technologicznych w znaczący sposób poprawia parametry ścieków, ale nie gwarantuje trwałego dotrzymywania narzuconych limitów. Dopiero przeprowadzenie modernizacji i rozbudowa ciągu technologicznego o dodatkowe procesy technologiczne (w zależności od obiektu: wstępna separacja zawieszin, utlenianie ścieków lub końcowa filtracja) pozwalają na trwałe spełnienie wymagań konkluzji BAT z zapewnieniem bezpiecznego zapasu stężeń zanieczyszczeń w ściekach.



Uzyskane wyniki badań obiektowych pozwoliły na opracowanie wariantowych koncepcji modernizacji oczyszczalni ścieków z IOS, a także programów funkcjonalno-użytkowych dla planowanych inwestycji. Należy podkreślić, że zakres tych modernizacji był dobrany pod kątem minimalizacji kosztów inwestycyjnych (CAPEX) i dalszych kosztów eksploatacyjnych (OPEX) oraz dostosowany do możliwości zleceńodawców.

Podsumowanie

Konkluzje BAT narzucają wysokie wymagania dotyczące parametrów ścieków odpływających z oczyszczalni ścieków z IOS, znacznie ostrzejsze niż dotychczas obowiązujące poziomy wynikające z krajowych rozporządzeń.

Większość oczyszczalni ścieków z IOS eksploatowanych w krajowej energetyce nie dotrzymywała tych parametrów – dotyczy to zarówno starszych oczyszczalni jednostopniowych, jak i nowszych instalacji dwustopniowych. Były one projektowane pod kątem spełnienia łagodniejszych wymagań, a optymalizacja kosztów eksploatacyjnych powodowała, że ich możliwości technologiczne nie były do końca wykorzystywane.

Przeprowadzone przez „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. prace optymalizacyjne miały na celu określenie rzeczywistych możliwości eksploatacyjnych badanych instalacji, zdefiniowanie parametrów krytycznych oraz próbę ich dostosowania do wymagań konkluzji BAT.

Priorytetem tych prac było trwałe osiągnięcie wymaganych parametrów ścieków oczyszczonych. Natomiast optymalnym rozwiązaniem miało być dotrzymanie zaostrzonych wymagań

Tabela 3

Wyniki optymalizacji pracy oczyszczalni ścieków z IOS na obiekcie 1 (oczyszczalnia dwustopniowa eksploatowana od około pięciu lat)

Parametr	Jednostka	Ścieki surowe	Ścieki oczyszczone przed optymalizacją	Ścieki oczyszczone po optymalizacji	Wartości dopuszczalne według konkluzji BAT
OWO	mg/l	49,6–56,0	16,0–20,5	-	50
ChZT	mg/l	64,4–142	61,3–127	-	150
Zawiesina ogólna	mg/l	5470–6835	<3–12,6	-	30
Fluorki	mg/l	5,69–7,39	8,96–10,4	-	25
Siarczany	g/l	1,13–1,55	0,872–1,22	-	2,0
Siarczki	mg/l	<0,050–0,060	<0,050–0,050	-	0,2
Siarczyny	mg/l	<1,0	<1,0	-	20
Arsen	µg/l	80–205	<10	<10	50
Kadm	µg/l	160–198	4–7*	2	5
Chrom	µg/l	89–198	5–7	3	50
Miedź	µg/l	95–183	<1	<1	50
Rtęć	µg/l	1,2–32	<0,01	<0,01	3
Nikiel	µg/l	233–335	45–78*	14	50
Ołów	µg/l	933–2890	<1	<1	20
Cynk	µg/l	5780–9090	28–38	<1	200

\* przekroczenia wartości dopuszczalnej przez konkluzje BAT

Źródło: opracowanie własne

Tabela 4

Wyniki optymalizacji pracy oczyszczalni ścieków z IOS na obiekcie 2 (oczyszczalnia jednostopniowa eksploatowana od około dwudziestu lat)

Parametr	Jednostka	Ścieki surowe	Ścieki oczyszczone przed optymalizacją	Ścieki oczyszczone po optymalizacji	Wartości dopuszczalne według konkluzji BAT
OWO	mg/l	13,9–51,3	-	9,0–12,0	50
ChZT	mg/l	167–201	-	117–143	150
Zawiesina ogólna	mg/l	-	-	-	30
Fluorki	mg/l	-	-	-	25
Siarczany	g/l	-	-	-	2,0
Siarczki	mg/l	-	-	-	0,2
Siarczyny	mg/l	-	-	-	20
Arsen	µg/l	13–50	<10	<10	50
Kadm	µg/l	170–430	29–55*	1–2	5
Chrom	µg/l	2–76	2–7	3–5	50
Miedź	µg/l	20–130	3–7	4–8	50
Rtęć	µg/l	0,07–0,7	<0,03–0,25	<0,03	3
Nikiel	µg/l	13–380	24–58*	2–5	50
Ołów	µg/l	71–2100	2–23*	<1	20
Cynk	µg/l	9390–22 900	41–160	9–17	200

\* przekroczenia wartości dopuszczalnej przez konkluzje BAT

Źródło: opracowanie własne

Tabela 5

Wyniki optymalizacji pracy oczyszczalni ścieków z IOS na obiekcie 3 (oczyszczalnia jednostopniowa eksploatowana od około dwudziestu lat)

Parametr	Jednostka	Ścieki surowe	Ścieki oczyszczone przed optymalizacją	Ścieki oczyszczone po optymalizacji	Wartości dopuszczalne według konkluzji BAT
OWO	mg/l	8,6–19,9	8,4–8,6	9,6	50
ChZT	mg/l	131–223	-	123	150
Zawiesina ogólna	mg/l	-	-	-	30
Fluorki	mg/l	-	-	-	25
Siarczany	g/l	-	-	-	2,0
Siarczki	mg/l	-	-	-	0,2
Siarczyny	mg/l	-	-	-	20
Arsen	µg/l	<8–120	<8	<1	50
Kadm	µg/l	200–720	42–150*	2	5
Chrom	µg/l	<7–75	<7	9	50
Miedź	µg/l	9–130	<9–17	3	50
Rtęć	µg/l	<0,03–0,7	<0,03–0,03	<0,03	3
Nikiel	µg/l	130–390	11–88*	1	50
Ołów	µg/l	67–2100	<20–20	6	20
Cynk	µg/l	6840–22 900	29–140	13	200

\* przekroczenia wartości dopuszczalnej przez konkluzje BAT

Źródło: opracowanie własne

Tabela 6

Wyniki optymalizacji pracy oczyszczalni ścieków z IOS na obiekcie 4 (oczyszczalnia jednostopniowa eksploatowana od około dziesięciu lat)

Parametr	Jednostka	Ścieki surowe	Ścieki oczyszczone przed optymalizacją	Ścieki oczyszczone po optymalizacji	Wartości dopuszczalne według konkluzji BAT
OWO	mg/l	41,4–133	31,3–57,2*	23,6–27,0	50
ChZT	mg/l	86,0–260	81–167*	64–108	150
Zawiesina ogólna	mg/l	4692–7124	2,2–4,4	2,8–16	30
Fluorki	mg/l	8,3–18,0	10,0–13,2	9,1–12,9	25
Siarczany	g/l	1,28–1,54	1,37–1,51	1,35–1,52	2,0
Siarczki	mg/l	strącone	0,01–0,045	strącone	0,2
Siarczyny	mg/l	<1,25	<1,25	<1,25	20
Arsen	µg/l	17–172	<5	<5	50
Kadm	µg/l	55–114	<5	<5	5
Chrom	µg/l	17–100	<5	<5–7	50
Miedź	µg/l	68–260	<5	<5	50
Rtęć	µg/l	259–592	<0,050	<0,050	3
Nikiel	µg/l	232–413	<5–11	<5–12	50
Ołów	µg/l	354–786	<10	<10	20
Cynk	µg/l	2390–6350	<5	<5	200

\* przekroczenia wartości dopuszczalnej przez konkluzje BAT

Źródło: opracowanie własne

przy jak najniższych kosztach inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Przeprowadzone badania wykazały, że efekt ten jest możliwy do osiągnięcia.

Prace prowadzone były zgodnie ze standardową procedurą wypracowaną na podstawie wieloletnich doświadczeń „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. Obejmowały one badania technologiczne w skali laboratoryjnej i obiektowej, analizy techniczne i ekonomiczne, przygotowanie wariantowych koncepcji rozwiązań oraz materiałów przetargowych.

Badania te wykazały, że po przeprowadzeniu modernizacji w ograniczonym zakresie i przy akceptowalnych nakładach inwestycyjnych oczyszczalnie ścieków z IOS eksploatowane w krajowej energetyce mogą spełniać wynikające z konkluzji BAT zaostżone wymagania dotyczące parametrów jakościowych ścieków oczyszczonych.

PIŚMIENNICTWO

[1] Decyzja Wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 roku ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, Dz.Urz.UE L 212/1.

[2] Wyniki prac pomiarowych i badawczych, opracowania „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Chemii i Diagnostyki, Gliwice 2017–2020 (niepubl.).



Dr inż. Robert Cholewa  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Aspekty związane z rozliczaniem zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i ciepła dla układów gazowo-parowych

## Aspects related to metering consumption of chemical energy of fuel for electrical energy and heat generation in CCGT systems

W artykule poruszono aspekty związane z rozliczaniem zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i ciepła dla układów gazowo-parowych. Zwrócono uwagę, że dla bloków gazowo-parowych niepewność wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa w metodzie bezpośredniej wynosi około 1% i jest zdecydowanie niższa niż dla bloków węglowych. W odniesieniu do bloków gazowo-parowych celem metody pośredniej jest zatem interpretacja uzyskanych wskaźników, w tym wyznaczenie odchyłki sprawności bloku pokazujących wpływ parametrów eksploatacyjnych na uzyskaną wartość wskaźników oraz wyznaczenie ograniczeń produkcji energii elektrycznej i ciepła użytkowego dla różnych warunków atmosferycznych i różnego obciążenia cieplnego bloku. Istotną może być również optymalizacja poborów pary technologicznej i ciepła użytkowego z bloku, optymalizacja pracy chłodni wentylatorowych i pomp wody chłodzącej, ocena pracy pomp wody zasilającej oraz wyznaczanie on-line kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W artykule omówiono sposoby rozdziału zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i produkcję ciepła, proponując praktyczne sposoby dostosowania metod wykorzystywanych dla bloków węglowych do zastosowania ich dla bloków gazowo-parowych.

**Słowa kluczowe:** blok gazowo-parowy, rozliczanie zużycia energii chemicznej paliwa, optymalizacja pracy BGP

The article brings up the aspects connected with metering consumption of chemical energy of fuel for electrical energy and heat generation in CCGT power plants. Attention has been paid that for CCGT units the uncertainty of determining consumption of chemical energy of fuel by direct method is about 1% and is significantly lower than for coal-fired power units. As regards CCGT units, the indirect method therefore aims at interpreting the obtained indicators, including determination of deviations of the power unit efficiency which demonstrate the influence of performance parameters on the obtained value of indicators, and at determining limitations of electrical energy and useful heat production for various atmospheric conditions and various thermal loads of the power unit. What can be also crucial is optimization of process steam and useful heat consumption by the power unit, optimization of operation of fan cooling towers and cooling water pumps, assessment of operation of feed water pumps and online calculation of electrical energy and heat production costs. The article discusses ways of dividing consumption of chemical energy of fuel into electrical energy and heat generation and offers practical measures of adapting the methods applied for coal-fired power units to CCGT units.

**Keywords:** combined cycle gas turbine (CCGT) unit, metering consumption of chemical energy of fuel, optimization of operation of the CCGT unit

### Wprowadzenie

Bloki gazowo-parowe zasilane gazem ziemnym są opisane identycznymi wskaźnikami i wielkościami charakterystycznymi jak klasyczne bloki węglowe. W przypadku bloków gazowo-parowych, jak i bloków węglowych zadaniem służb kontroli eksploatacji jest między innymi wyznaczenie ilości spalnego paliwa i jego wartości opałowej oraz podział zmierzonej ilości energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i cieplnej.

Zasadniczą różnicą pomiędzy wyżej wspomnianymi typami bloków jest jednak sposób pomiaru i jego niepewność pomiarowa zarówno w odniesieniu do ilości, jak i własności spalnego paliwa. Różnice w sposobie pomiaru wielkości potrzebnych do wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa mają natomiast istotny wpływ na niepewność wyznaczania wskaźników energochłonności bloku w metodzie bezpośredniej, która dla bloków gazowo-parowych jest niższa niż dla bloków węglowych.

W metodzie pośredniej wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa niepewność pomiarowa dla bloków gazowo-parowych jest natomiast porównywalna z niepewnością obliczaną dla bloków węglowych i wynosi 1,5–2%. Przy zastosowaniu metody pośredniej do wyznaczania zużycia paliwa i wskaźników energochłonności dla bloków gazowo-parowych różnicę w stosunku do bloków węglowych stanowi również zestaw parametrów, dla których należy wyznaczyć odchylenia jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa/sprawności bloku od wskaźników w warunkach podstawowych. Największy wpływ na sprawność bloku gazowo-parowego, a w szczególności na osiągalną moc bloku, mają parametry zewnętrzne, praca instalacji przeciwblo-dzeniowej oraz praca członu ciepłowniczego.

Ogólnie rzecz biorąc, dla bloków węglowych niższą niepewność pomiarową ma wyznaczanie wskaźników energochłonności pracy bloku metodami pośrednimi, a dla bloków gazowo-parowych niższa niepewność występuje w metodzie bezpośredniej.



W zakresie rozdziału zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i na produkcję ciepła dla bloków gazowo-parowych problemem jest zarówno określenie wskaźnika dla produkcji ciepła metodą fizyczną, jak również właściwy dobór sprawności elektrowni równoważnej dla produkcji energii elektrycznej przy zastosowaniu metody elektrowni równoważnej. W obydwu przypadkach dobór właściwych wskaźników dla produkcji ciepła i energii elektrycznej warunkuje wyznaczone korzyści z zastosowania produkcji skojarzonej przy ich przypisaniu tylko produkcji ciepła bądź tylko produkcji energii elektrycznej.

W niniejszym artykule omówiono wymienione aspekty związane z rozliczaniem zużycia energii chemicznej paliwa, w tym jego rozdziału na produkcję energii elektrycznej i ciepła. Celem artykułu jest:

- przedstawienie aspektów metody bezpośredniej i pośredniej dla wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa oraz optymalizacji pracy bloku gazowo-parowego,
- pokazanie, jak należy stosować standardową metodę rozliczania zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i ciepłej dla bloku gazowo-parowego.

### Aspekty związane z wyznaczaniem wskaźników pracy bloku gazowo-parowego metodą bezpośrednią

W niniejszym artykule nie skupiono uwagi na definicji samych wskaźników. Powszechnie używane są wskaźniki (omówione w następnym podrozdziale):

- sprawności elektrycznej, tj. ilorazu całkowitej produkcji energii elektrycznej do zużycia energii chemicznej paliwa (wyrażonych w tych samych jednostkach),
- współczynnika wykorzystania paliwa, tj. ilorazu sumy całkowitej produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła użytkowego do zużycia energii chemicznej paliwa (wyrażonych w tych samych jednostkach),
- sprawności wytwarzania energii elektrycznej według metody fizycznej,
- sprawności wytwarzania energii elektrycznej według metody elektrowni równoważnej,
- jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła według metody fizycznej,
- jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła według metody elektrowni równoważnej.

Podstawą do wyznaczenia wyżej wymienionych wskaźników jest jak najdokładniejsze wyznaczenie zużycia energii chemicznej paliwa. Ilość gazu jest mierzona najczęściej przepływomierzem turbinowym o standardowej niepewności pomiarowej rzędu 1%. Wartość opałowa gazu jest natomiast mierzona chromatografem o niepewności pomiarowej rzędu 0,05–0,15%. Stąd typowa dla układów gazowo-parowych niepewność pomiarowa wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa wynosi około 1%. Praktyka pomiarowa pokazuje jednak, że błąd w wyznaczaniu zużycia energii chemicznej paliwa dla układów gazowo-parowych jest jeszcze niższy.

Dla bloków węglowych deklarowana niepewność pomiarowa wag przenośnikowych wynosi 1%, a niepewność pomiarowa wartości opałowej paliwa wynosi około 200–250 kJ/kg. Stąd dla bloków opalanych węglem kamiennym niepewność względna wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa w metodzie bezpośredniej wynosi co najmniej 1,5%, a dla bloków węglowych opalanych węglem brunatnym niepewność ta wynosi nawet aż 3,2%. Należy przy tym podkreślić, że praktyka pomiarowa, w tym w szczególności porównywanie wskaźników otrzymanych dla bloków węglowych w metodzie bezpośredniej i pośredniej, wskazuje, że błąd popełniany w metodzie bezpośredniej może w szczególnych przypadkach być dla bloków węglowych nawet wyższy niż wyznaczona niepewność pomiarowa dla deklarowanej niepewności pomiarowej wag węglowych.

Można zatem stwierdzić, że dla bloków gazowo-parowych niepewność pomiarowa wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa i wskaźników energochłonności w metodzie bezpośredniej jest dużo niższa niż dla bloków węglowych.

Sposób opomiarowania produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła użytkowego w obu przypadkach: dla bloków gazowo-parowych i bloków węglowych, jest taki sam i nie będzie opisywany w niniejszym artykule.

### Rozdział zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i ciepłej

W praktyce stosuje się dwie główne metody rozdziału zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i produkcję ciepła użytkowego:

- metodą fizyczną,
- metodą elektrowni równoważnej.

#### Metoda fizyczna

Metoda fizyczna wszystkie korzyści z produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła przypisuje produkcji energii elektrycznej. Dla bloków węglowych zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła jest wyznaczane ze wzoru:

$$Q_{bcq} = \frac{QC \times f_{sc}}{\eta_r \times \eta_k} \times 10^4$$

gdzie:

- $Q_{bcq}$  – zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła, GJ;
- $QC$  – produkcja ciepła użytkowego, GJ;
- $\eta_k$  – sprawność kotła wg PN-EN 12952-15 [5], %;
- $f_{sc}$  – współczynnik strat ciepła ujmujący straty w wymiennikach ciepłowniczych i straty na przesyle ciepła od wymienników ciepłowniczych do punktu rozliczeniowego, -;
- $\eta_r$  – sprawność rurociągów ujmująca straty na rurociągach i ubytki czynnika, %.

Dla bloków gazowo-parowych z oczywistych względów nie można zastosować sprawności kotła. Pamiętając o idei metody fizycznej polegającej na tym, że wszystkie korzyści z produkcji skojarzonej powinny być przypisane produkcji energii elektrycznej,

zasadne wydaje się przyjęcie jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła na poziomie możliwym do osiągnięcia dla kotłów gazowych. Zgodnie z załącznikiem do właściwego rozporządzenia [6] zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego ciepła użytkowego dla źródeł gazowych powinny być przyjmowane na poziomie 90%. Sprawność ta ujmując straty w samym kotle gazowym oraz straty przy przesyłce ciepła od kotła do punktu rozliczeniowego z dystrybutorem ciepła. Poziom 90% nie jest jednak najwyższym możliwym do osiągnięcia dla źródeł grzewczych gazowych. Dla kotłów gazowych kondensacyjnych dużej mocy w prospektach producentów można spotkać deklarowaną sprawność znormalizowaną (odniesioną do ciepła spalania paliwa) na poziomie około 96%, co po przeliczeniu na wartość opałową paliwa daje sprawność na poziomie około 106,5%. Biorąc pod uwagę pozostałe straty dla źródeł gazowych maksymalną osiągalną sprawność odniesioną do wartości opałowej dla wytwarzania rozdzielonego ciepła grzewczego można oszacować na co najmniej 105%.

Uzyskanie sprawności wytwarzania rozdzielonego ciepła grzewczego na poziomie 105% – w odniesieniu do wartości opałowej paliwa – jest jednak uwarunkowane odpowiednio niską temperaturą wody sieciowej powrotnej. W praktyce dla średniorocznych warunków zewnętrznych średnioroczna sprawność kondensacyjnych kotłów gazowych w odniesieniu do wartości opałowej gazu sięga poziomu 96–98%. Na podstawie powyższych rozważań można stwierdzić, że dla źródeł gazowych zasadne jest przyjmowanie jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła w metodzie fizycznej w przedziale 1020–1100 MJ/GJ.

W tabeli 1 zestawiono orientacyjne wartości jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej według metody fizycznej dla bloku gazowo-parowego z turbiną parową upustowo-kondensacyjną dla różnych sprawności elektrycznych bloku oraz skrajnych wartości wskaźnika dla produkcji ciepła z wyżej podanego przedziału.

Tabela 1

Osiągalne wartości jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej w metodzie fizycznej dla bloków gazowo-parowych z turbiną parową upustowo-kondensacyjną

Przyjęte jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła	Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej brutto, według metody fizycznej		
	dla sprawności elektrycznej 50%	dla sprawności elektrycznej 55%	dla sprawności elektrycznej 60%
1020 MJ/GJ	4913 kWh/kJ	4743 kWh/kJ	4583 kWh/kJ
1100 MJ/GJ	4710 kWh/kJ	4540 kWh/kJ	4380 kWh/kJ

Źródło: opracowanie własne

Podane wskaźniki dotyczą pełnego obciążenia członu ciepłowniczego i minimalnego obciążenia członu kondensacyjnego – są to zatem wskaźniki minimalne, jakie można osiągnąć, a nie średnie dla rzeczywistego obciążenia bloku. Zostały one podane wyłącznie, aby zobrazować, jaki jest wpływ przyjętych założeń dotyczących wskaźnika dla produkcji ciepła użytkowego na uzyskiwane wartości wskaźników dla produkcji energii elektrycznej w metodzie fizycznej.

Jeżeli w metodzie fizycznej chcemy obliczyć korzyści z produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła oraz przypisać je tylko do produkcji energii elektrycznej przy odniesieniu tych korzyści do możliwych technicznie do osiągnięcia maksymalnych sprawności wytwarzania ciepła w układach rozdzielonych, dla bloków gazowo-parowych zasadne wydaje się przyjmowanie wskaźnika dla produkcji ciepła użytkowego w metodzie fizycznej na poziomie około 950 MJ/GJ.

Metoda elektrowni równoważnej

W metodzie elektrowni równoważnej korzyści z produkcji skojarzonej przypisane są tylko produkcji ciepła użytkowego. Zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu wyznacza się ze wzoru:

$$Q_{beq} = \frac{(3,6 \times A_{bq})}{\eta_{er}} \times 10^2$$

gdzie:

- $Q_{beq}$  – zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu, GJ;
- $A_{bq}$  – produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu, MWh;
- $\eta_{er}$  – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni równoważnej, %.

Całkowite zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu jest równe sumie zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu i produkcji ciepła w skojarzeniu, co sprowadza się do wzoru:

$$Q_{bq} = \frac{3,6 \times A_{bq}}{\eta_m \times \eta_g \times \eta_r \times \eta_k} \times 10^4 + \frac{QC \times f_{sc}}{\eta_r \times \eta_k} \times 10^2$$

gdzie:

- $Q_{bq}$  – całkowite zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i ciepłej w skojarzeniu, GJ;
- $\eta_m$  – sprawność mechaniczna ujmująca straty mechaniczne w turbinie parowej, turbinie gazowej i sprężarce, %;
- $\eta_g$  – sprawność generatora, %.

Zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła wyznacza się jako różnicę ciepła zużytego na produkcję energii elektrycznej i ciepłej w skojarzeniu oraz zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu:

$$Q_{bcq} = Q_{bq} - Q_{beq}$$

Sprawność elektrowni równoważnej dla bloków gazowo-parowych należy przyjmować na poziomie co najmniej 60%, gdyż obecnie stosowane technologie pozwalają uzyskać sprawność bloku gazowo-parowego w granicach 60–64%.

Dla bloków gazowo-parowych nie można oczywiście określić sprawności kotła. W odróżnieniu od metody fizycznej dla metody elektrowni równoważnej proponuje się inne podejście w wyznaczeniu odpowiednika sprawności kotła. W przypadku bloków gazowo-parowych można określić bowiem iloraz ilości

energii w spalinach za kotłem odzysknicowym do energii dostarczonej w paliwie. Iloraz ten wynosi około 91,4–91,7% i można go wyznaczyć na podstawie dedykowanych pomiarów bloku. Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła w metodzie elektrowni równoważnej dla różnych sprawności elektrycznej bloku, obliczone na podstawie tak wyznaczonego ilorazu, przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 2

Osiągalne wartości jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła w metodzie fizycznej dla bloków gazowo-parowych z turbiną parową upustowo-kondensacyjną

Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła według metody elektrowni równoważnej		
dla sprawności elektrycznej 50%	dla sprawności elektrycznej 55%	dla sprawności elektrycznej 60%
680 MJ/GJ	610 MJ/GJ	535 MJ/GJ

Źródło: opracowanie własne

Podział zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i ciepła jest kwestią umowną i musi być dostosowany do celu wykonywanych obliczeń. W tabeli 2 zaproponowano jedynie przykładowe rozwiązania powyższego problemu.

### Aspekty związane z wyznaczaniem wskaźników pracy bloku gazowo-parowego metodą pośrednią

Jak już wspomniano, dla bloków gazowo-parowych zmniejsza się nieco rola metody pośredniej. Dla bloków węglowych – zwłaszcza na węgiel brunatny – metoda bezpośrednia pozwala jedynie na przybliżone określenie wskaźników energochłonności. W tym przypadku metoda pośrednia cechuje się mniejszą niepewnością pomiarową. Metoda pośrednia dla bloków węglowych stanowi zatem istotne wskazanie co do prawidłowości wyznaczania wskaźników w metodzie bezpośredniej. Należy również podkreślić, że dla krótkich okresów dla bloków węglowych praktycznie nie można określić dokładnego zużycia paliwa oraz wskaźników według metody bezpośredniej. Wynika to ze zmiany poziomu paliwa w zasobnikach. W związku z tym niepewność pomiarowa w metodzie bezpośredniej rośnie szybko, wraz ze skracaniem analizowanego okresu.

Wymienione problemy nie istnieją w przypadku bloków gazowo-parowych. Generalnie dla takich jednostek zużycie energii chemicznej paliwa z niepewnością rzędu 1% można wyznaczyć zarówno dla krótszych, jak i dłuższych okresów. W związku z tym dla bloków gazowo-parowych niepewność wyznaczania wskaźników pracy bloku w metodzie pośredniej jest wyższa niż dla metody bezpośredniej.

W metodzie pośredniej dla bloków gazowo-parowych ważna jest interpretacja uzyskanych wskaźników, w tym wyznaczenie odchyleń sprawności bloku pokazujących wpływ parametrów eksploatacyjnych na uzyskaną wielkość wskaźników oraz wyznaczenie ograniczeń produkcji energii elektrycznej i ciepła użytkowego dla różnych warunków atmosferycznych i różnego obciążenia cieplnego bloku. Istotna może być również optymalizacja poborów pary technologicznej i ciepła użytkowego z bloku oraz optyma-

lizacja pracy chłodni wentylatorowych i pomp wody chłodzącej w zależności od obciążenia cieplnego skraplacza oraz chłodni. W przypadku bloków gazowo-parowych, podobnie jak dla bloków węglowych, istotna jest również ocena eksploatacji i stanu technicznego pomp wody zasilającej. Metoda pośrednia w przypadku bloków gazowo-parowych umożliwia ponadto wyznaczanie on-line kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

## Podsumowanie

W artykule poruszono aspekty związane z rozliczaniem zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i ciepła dla układów gazowo-parowych. Tak jak dla bloków węglowych dla układów gazowo-parowych rozliczenie zużycia energii chemicznej paliwa można przeprowadzić zarówno metodą bezpośrednią, jak i metodą pośrednią, a pracę bloku w obu przypadkach można opisać identycznymi wskaźnikami.

Dla bloków węglowych i układów gazowo-parowych inne są natomiast metody wyznaczania ilości spalonego paliwa oraz jego wartości opałowej, co zasadniczo wpływa na niepewności pomiarowe wyznaczania całkowitego i jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa. Ilość spalonego gazu jest mierzona najczęściej przepływomierzem turbinowym o standardowej niepewności pomiarowej rzędu 1%. Wartość opałowa gazu jest mierzona natomiast chromatografem o niepewności pomiarowej rzędu 0,05–0,15%. Stąd dla układów gazowo-parowych niepewność pomiarowa wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa wynosi około 1%. Dla bloków węglowych, w zależności od typu spalnego węgla, niepewność pomiarowa wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa w metodzie bezpośredniej wynosi 1,5–3%. Można zatem stwierdzić, że dla bloków gazowo-parowych niepewność pomiarowa wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa w metodzie bezpośredniej jest znacząco niższa niż dla bloków węglowych.

Niska niepewność metody bezpośredniej wyznaczania zużycia energii chemicznej paliwa dla bloków gazowo-parowych powoduje, że dla metody pośredniej nacisk kładzie się głównie na interpretację uzyskanych wskaźników, w tym wyznaczenie odchyleń sprawności bloku pokazujących wpływ parametrów eksploatacyjnych na uzyskaną wielkość wskaźników oraz wyznaczenie ograniczeń produkcji energii elektrycznej i ciepła użytkowego dla różnych warunków atmosferycznych i różnego obciążenia cieplnego bloku. Istotna może być również optymalizacja poborów pary technologicznej i ciepła użytkowego z bloku, optymalizacja pracy chłodni wentylatorowych i pomp wody chłodzącej, a także ocena pracy pomp wody zasilającej oraz wyznaczanie on-line kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

W artykule omówiono sposoby rozdziału zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję energii elektrycznej i produkcję ciepła, proponując praktyczne sposoby dostosowania metod wykorzystywanych dla bloków węglowych do zastosowania ich dla bloków gazowo-parowych. Pokazano graniczne wielkości wskaźników dla produkcji energii elektrycznej i produkcji ciepła przy zastosowaniu metody fizycznej i metody elektrowni równoważnej dla różnych sprawności elektrycznych bloków gazowo-parowych.



## PIŚMIENNICTWO

- [1] Mietelski M., *Metodyka rozliczania kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przy pracy w skojarzeniu*, [w:] VI Konferencja Szkoleniowa Zakładu Techniki Ciepłej „Zarządzanie produkcją – identyfikacja, optymalizacja, planowanie”, „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Gliwice 2016.
- [2] Cholewa R., *Praktyczne aspekty analizy odchyleń produkcyjnych i wskaźników efektywnościowych w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła*, „Energetyka” 2018, nr 5.
- [3] PN-M-35500:1993: *Metodyka obliczania zużycia paliwa do wytwarzania energii elektrycznej, cieplnej i mechanicznej*.
- [4] Sprawozdania i wyniki prac pomiarowych i badawczych, opracowania „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Techniki Ciepłej, Gliwice 2007–2020 (niepubl.).
- [5] PN-EN 12952-15:2006: *Kotły wodnorurowe i urządzenia pomocnicze – Część 15: Badania odbiorcze*.
- [6] *Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 10 kwietnia 2017 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji*, Dz.U., poz. 834.



## ZAKŁAD TECHNIKI CIEPLNEJ



- Badania i pomiary bloków, kotłów, turbin i urządzeń pomocniczych, silników i turbin gazowych
- Audyty i doradztwo w zakresie efektywności energetycznej i OZE
- Analizy w zakresie efektywnych systemów ciepłowniczych
- Systemy informatyczne służące poprawie efektywności energetycznej i surowcowej
- Testy odbiorowe zgodnie z wymaganiami operatorów systemów i kodeksami sieciowymi
- Niezależne ekspertyzy na potrzeby rynku mocy

Wieńczysław Wasik  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Regulacyjność bloków gazowo-parowych w kontekście bilansowania oraz obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego

## Control capability of combined cycle gas turbine power plants in relation to balancing, defence and restoration of the power system

W artykule opisano właściwości regulacyjne bloków gazowo-parowych. Na podstawie przykładowych wyników testów odbiorowych przeprowadzonych przez „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. oceniono możliwość wykorzystania tych jednostek wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym do regulacji mocy czynnej i częstotliwości, a także do udziału w obronie i odbudowie zasilania w przypadku wystąpienia awarii systemowej. Porównano również właściwości regulacyjne bloków gazowo-parowych z blokami węglowymi.

**Słowa kluczowe:** blok gazowo-parowy, regulacyjność, bilansowanie KSE, odbudowa KSE, testy odbiorowe

The article describes control properties of combined cycle gas turbine (CCGT) power plants. Based on the exemplary results of grid code tests performed by „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., the assessment is made of possible use of these generating units for active power and frequency control in the National Power System and also for participation in defence and restoration of the power supply system in case of its failure. Moreover, the article provides a comparison of control properties of CCGT power plants and coal-fired power plants.

**Keywords:** combined cycle gas turbine (CCGT) power plant, control capability, balancing of the National Power System, restoration of the National Power System, grid code tests

### Wprowadzenie

W obliczu zachodzącej transformacji energetycznej, ukie-  
runkowanej w szczególności na zastępowanie bloków węglowych  
przez silnie zależne od warunków otoczenia (energii pierwotnej)  
odnawialne źródła energii (OZE), mające uprzywilejowany dostęp  
w dostarczaniu energii elektrycznej do sieci, konieczne będzie  
podjęcie dodatkowych zadań regulacyjnych i produkcyjnych przez  
inne konwencjonalne elektrownie ciepłone. Rolę taką, mimo kog-  
eneracyjnego charakteru pracy (wytwarzania ciepła i energii elek-  
trycznej w skojarzeniu), mogłyby pełnić istniejące oraz planowane  
wysokosprawne, niskoemisyjne bloki gazowo-parowe (BGP).

W niniejszym artykule, na podstawie zebranych doświad-  
czeń z przeprowadzonych testów odbiorowych, zostały przed-  
stawione wybrane właściwości regulacyjne BGP eksploato-  
wanych w kraju oraz przykładowe wyniki badań wykonanych  
na jednostkach wytwórczych gazowo-parowych pracujących  
w konfiguracji jednowałowej.

### Struktura regulacji bloku gazowo-parowego

Głównymi elementami układu automatycznej regulacji  
(UAR) obciążenia BGP są regulatory turbiny gazowej i pa-  
rowej, współpracujące ze sobą w ramach nadrzędnego ko-

ordynatora obciążenia, którego zadaniem jest bilansowanie  
sumarycznej mocy turbozespołów do wartości żądanej przez  
operatora lub wartości zadanej, otrzymywanej zdalnie z regu-  
latora centralnego LFC.

Podczas normalnej eksploatacji BGP moc elektryczna po-  
jedynczego generatora napędzanego turbiną gazową i parową  
lub moc sumaryczna kilku generatorów (w przypadku rozwią-  
zania wielowalowego) regulowana jest poprzez zmianę ilości  
paliwa gazowego lub ciekłego na dopływie do komory spalania  
szybko reagującej wiodącej turbiny gazowej. Nadążna turbina  
parowa w celu uzyskania maksymalnej sprawności BGP pracuje  
zazwyczaj na parametrach poślizgowych przy całkowicie otwar-  
tych zaworach regulacyjnych. W tak przyjętym rozwiązaniu ko-  
ordynator obciążenia BGP przekazuje moc zadaną bloku tylko  
do regulatora turbiny gazowej.

W obrębie regulatora turbiny gazowej można wyróżnić na-  
stępujące układy regulacji:

- otwartą pętlę sterowania położeniem zaworu paliwa, ak-  
tywną podczas przyspieszania turbiny (naboru obrotów) do  
prędkości synchronicznej w trakcie uruchamiania;
- układ regulacji obrotów z regulatorem typu PI, aktywnym  
podczas pracy turbiny z generatorem odłączonym od sieci  
w końcowej fazie uruchomienia przy dochodzeniu turbiny do  
prędkości znamionowej lub po zrzuceniu obciążenia do pracy  
na potrzeby własne / bieg luzem turbiny;

- układ regulacji obrotów ze statyzmem z regulatorem prędkości obrotowej typu P, aktywnym podczas pracy turbiny w sieci elastycznej (wydzielonej);
- układ regulacji mocy z regulatorem typu PI wyposażonym w dodatkowy układ korekcji mocy zadanej od częstotliwości, aktywnym podczas pracy turbiny z generatorem przyłączonym do sieci sztywnej;
- układ regulacji temperatury spalin na wylocie z turbiny pełniący funkcję ogranicznika temperatury maksymalnej, korygowanej w funkcji obrotów i temperatury powietrza na wlocie do sprężarki, z regulatorem temperatury oddziałującym na ograniczenie otwarcia zaworu paliwa;
- układ sterowania kątem otwarcia aparatu kierowniczego na wlocie do sprężarki (IGV), którego zadaniem jest utrzymanie prawidłowego ciśnienia i przepływu powietrza podczas rozbiegu turbiny do obrotów znamionowych, pracy z obciążeniem przy zbyt niskiej częstotliwości, zrzucie mocy i zmniejszaniu obrotów w czasie odstawiania turbiny oraz utrzymanie temperatury spalin wylotowych na poziomie zadanej temperatury referencyjnej podczas obciążania turbiny gazowej.

O wyborze sygnału sterującego położeniem zaworu paliwa w danym etapie pracy turbiny gazowej decyduje bramka logiczna minimum, która wybiera najmniejszą wartość odpowiednio znormalizowanych sygnałów wyjściowych z: regulatora przyspieszenia wału, regulatora prędkości obrotowej, regulatora mocy, programu uruchomienia i odstawienia turbiny gazowej oraz ograniczników.

### Wpływ parametrów otoczenia na pasmo regulacyjne bloku gazowo-parowego

Pasmo mocy regulacyjnej Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) określone jest przedziałem obciążenia od poziomu minimum technicznego do poziomu mocy osiągalnej. Zgodnie z zaleceniami *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (IRiESP) [1] pasmo regulacyjne jednostek wytwórczych powinno zawierać się w zakresie od 40 do 100% mocy znamionowej.

W przypadku BGP występuje silna zależność pasma regulacyjnego od warunków otoczenia (pogodowych), w szczególności temperatury powietrza oraz, w mniejszym stopniu, ciśnienia atmosferycznego i wilgotności względnej powietrza. Pozostałe czynniki wpływające na poziom minimum technicznego i mocy osiągalnej to: produkcja ciepła (w wodzie i/lub w parze technologicznej), praca instalacji antyoblodzeniowej oraz częstotliwość sieci. Biorąc pod uwagę powyższe zagadnienia można określić następujące parametry brzegowe pasma regulacyjnego BGP:

- minimum środowiskowe  $P_{\min\_MEL}$  (ang. *minimum environmental load* – MEL),
- moc osiągalna dyspozycyjna  $P_{os\_dysp}$  w bieżących warunkach otoczenia, zwana również obciążeniem podstawowym (ang. *base load*),

- moc osiągalna deklarowana  $P_{os}$ , definiowana tylko w odniesieniu do jednoznacznych warunków referencyjnych (określonego punktu bilansowego, najczęściej dla temperatury otoczenia +8°C, wybranego ciśnienia otoczenia i wilgotności względnej powietrza).

Minimum środowiskowe (MEL) oznacza moc minimalną całego BGP, przy którym turbina gazowa pracuje w niskoemisyjnym trybie spalania (z zachowaniem wymaganego poziomu emisji, w szczególności  $NO_x$ ), z uwzględnieniem wpływu parametrów otoczenia na generowaną moc czynną, natomiast turbina parowa pracuje najczęściej z pełnym poślizgiem. Zazwyczaj różni się dwa poziomy minimum środowiskowego: niższą wartość w trybie pośrednim z produkcją ciepła oraz wyższą wartość podczas pracy BGP w pełnej kondensacji.

Pod pojęciem mocy osiągalnej dyspozycyjnej należy rozumieć maksymalną w danej chwili moc czynną BGP zależną od parametrów zewnętrznych (zwłaszcza temperatury otoczenia) oraz od reżimu pracy (trybu kondensacyjnego lub ciepłowniczego). Podczas eksploatacji BGP z obciążeniem podstawowym turbina gazowa pracuje z aktywnym ogranicznikiem temperatury spalin wylotowych (przy maksymalnym kącie otwarcia aparatu kierowniczego na wlocie do sprężarki), natomiast turbina parowa prowadzona jest w trybie ciśnienia poślizgowego z całkowicie otwartymi zaworami regulacyjnymi.

Moc osiągalna deklarowana ( $P_{os}$ ) oznacza z kolei potwierdzoną testem odbiorowym moc maksymalną BGP w trybie kondensacyjnym, z uwzględnieniem wpływu parametrów zewnętrznych na generowaną moc czynną.

Należy zaznaczyć, że powyższe pojęcia parametrów brzegowych pasma regulacyjnego BGP wynikają wprost ze specyfiki pracy turbiny gazowej i nie mają zastosowania dla bloków węglowych.

W praktyce zakres pasma regulacyjnego BGP zawiera się zazwyczaj w następujących granicach: od 38 do 47%  $P_{os}$  do poziomu mocy osiągalnej dyspozycyjnej ( $P_{os\_dysp}$ ).

### Regulacja mocy czynnej i częstotliwości

Częstotliwość w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) utrzymywana jest na żądanym poziomie przez:

- regulację pierwotną (sekundową), realizowaną przez regulatory prędkości obrotowej generatorów JWCD w odpowiedzi na odchyłkę częstotliwości, zgodnie z nastawionym statyzmem;
- regulację wtórną (minutową), realizowaną przez układy automatyki blokowej JWCD w odpowiedzi na indywidualne sygnały regulacyjne wartości zadanej mocy czynnej  $\Delta P_{w\_zadane}$  otrzymywane z regulatora centralnego LFC, której zadaniem jest przywrócenie częstotliwości znamionowej oraz odbudowa rezerwy regulacji pierwotnej;
- regulację trójną (godzinową), realizowaną przez układy automatyki blokowej JWCD w odpowiedzi na otrzymywane w Bieżących Planach Koordynacji Dobowej (BPKD) 15-minutowe Bieżące Punkty Pracy (BPP), mającą na celu odbudowę rezerwy wtórnej oraz dobowo-godzinowe bilansowanie obciążenia w KSE.

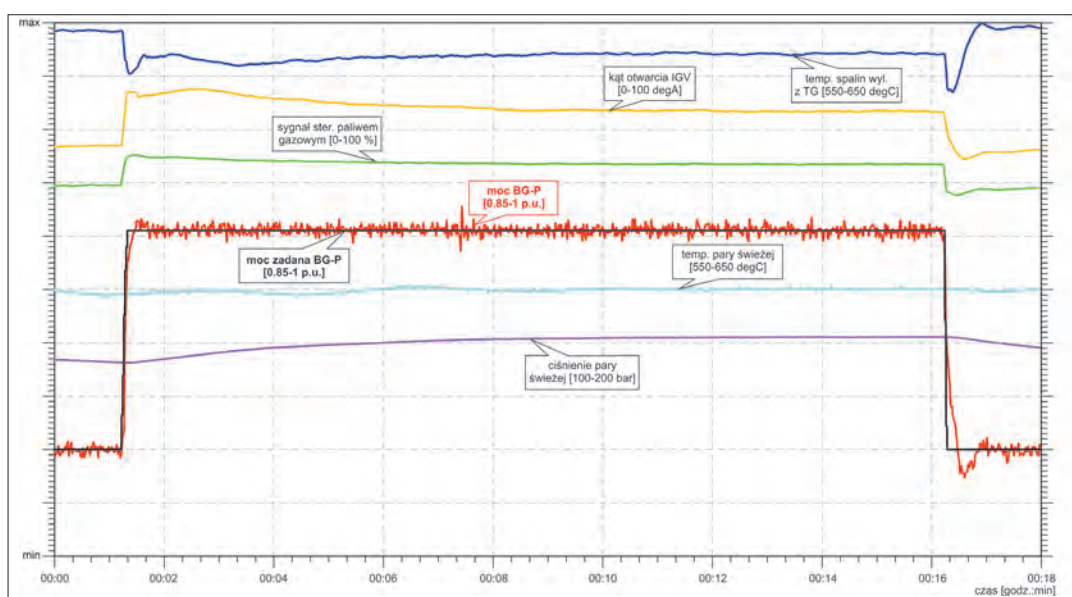


Zakresy regulacji pierwotnej i wtórnej wynoszą zazwyczaj  $\pm 5\%$  mocy osiągalnej i muszą być dostępne w całym pasmie regulacyjnym, przy czym w przypadku BGP wyznaczone są one względem przyjętej wartości mocy osiągalnej deklarowanej. Niezależnie od aktywnego znacznika regulacji (1, 2 lub 3) praca JWCD w regulacji pierwotnej i/lub wtórnej nie może powodować pracy jednostki wytwórczej w zaniżeniu (poniżej dolnego brzegu pasma), jak i w przeciążeniu (powyżej górnego brzegu pasma).

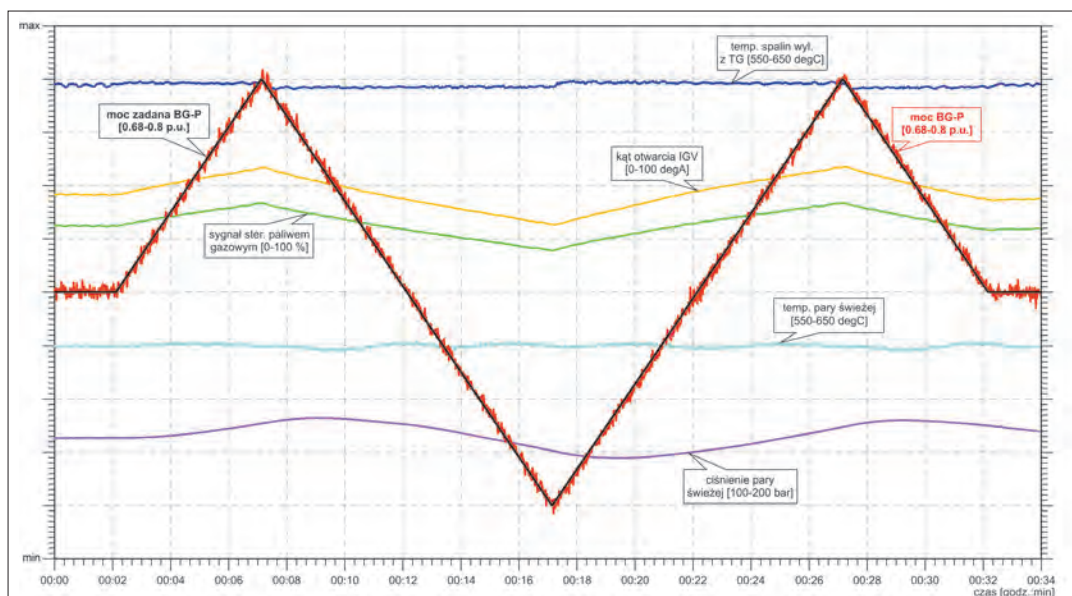
Udział BGP w regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej wymaga zastosowania określonej struktury i właściwych nastaw regulatora turbiny gazowej w celu zapewnienia wymaganej dynamiki zmian obciążenia całego bloku. Aby spełnić wymagania dla regulacji pierwotnej, zwłaszcza w zakresie aktywowania pełnej odpowiedzi mocy wynikającej z charakterystyki statycznej i odchyłki częstotliwości w czasie do 30 sekund, konieczne jest przejściowe przeregulowanie turbiny gazowej w celu

skompensowania powolnej reakcji turbiny parowej. Dlatego też, ze względu na to, że 2/3 mocy sumarycznej generowanej przez BGP jest udziałem turbiny gazowej, konieczne jest ustawienie w regulatorze turbiny gazowej większej nastawy wzmocnienia, np. dla oczekiwanego 6% statyzmu BGP regulator turbiny gazowej powinien mieć nastawiony statyzm 4% ( $0,66 \times 6\%$ ). Spotykane są również inne rozwiązania, w których np. przy niewielkim wzroście częstotliwości w KSE (w kierunku zmniejszania mocy) turbina parowa pełni funkcję wspomagającą, wykorzystując efekt szybkiego „zaworowania” (przymknięcia zaworów regulacyjnych), natomiast turbina gazowa doregulowuje moc do wartości oczekiwanej, wynikającej z odchyłki częstotliwości i ustawionego statyzmu regulacji BGP.

Przykładowe wyniki badań działania regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej przedstawiono na rysunkach od 1a do 3. Wynika z nich, że oczekiwana zmiana obciążenia BGP o  $+5\% P_{os}$ , w odpowiedzi na działanie regulacji pierwotnej, osiągnięta jest zgodnie

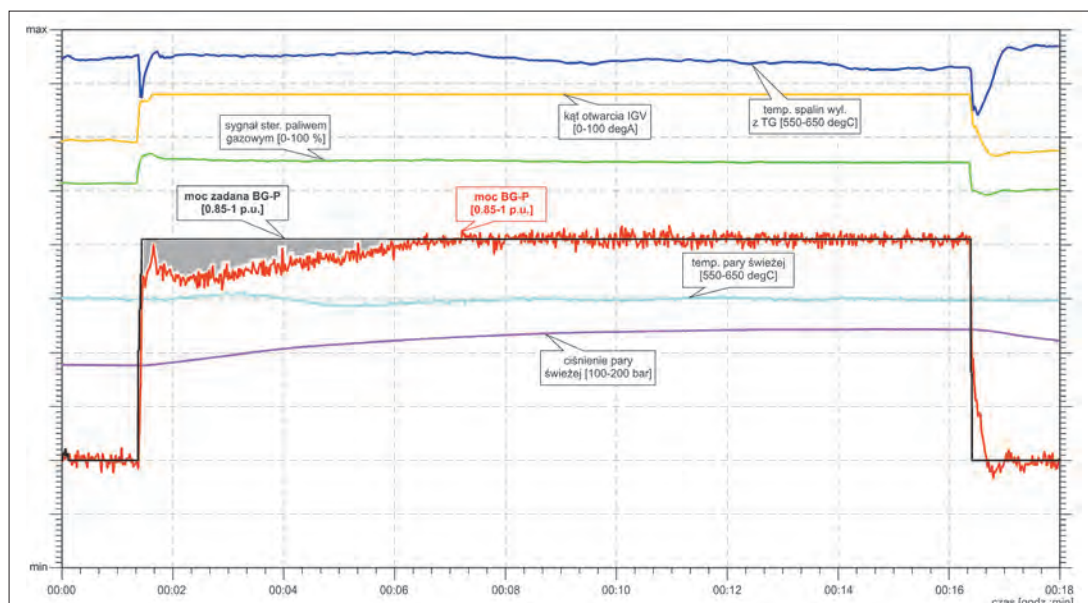


Rys. 1a.  
Próba działania regulacji pierwotnej  $+5\% P_{os}$  w odpowiedzi na symulowaną odchyłkę częstotliwości  $\Delta f = -450$  mHz wokół mocy bazowej  $P_B = P_{os\_dysp} - 7,5\% P_{os}$  przy ustawionym statyzmie BGP  $s = 6\%$  i znieczulonej regulacji pierwotnej ( $\Delta f_0 = \pm 300$  mHz)  
Źródło: opracowanie własne

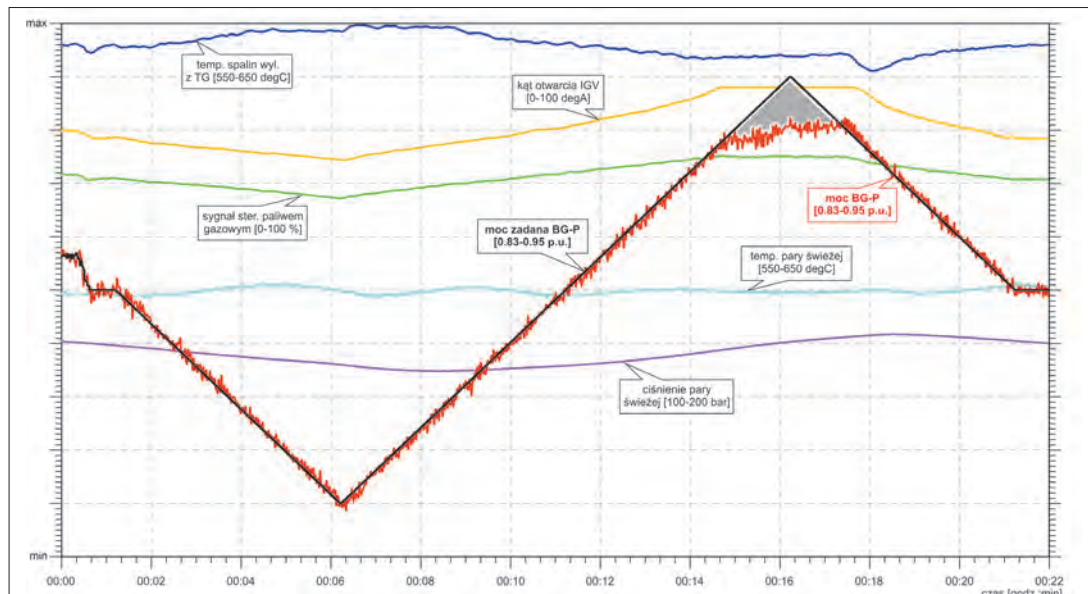


Rys. 2a.  
Próba działania regulacji wtórnej  $\pm 5\% P_{os}$  wokół mocy bazowej  $P_B = P_{os\_dysp} - 7,5\% P_{os}$   
Źródło: opracowanie własne

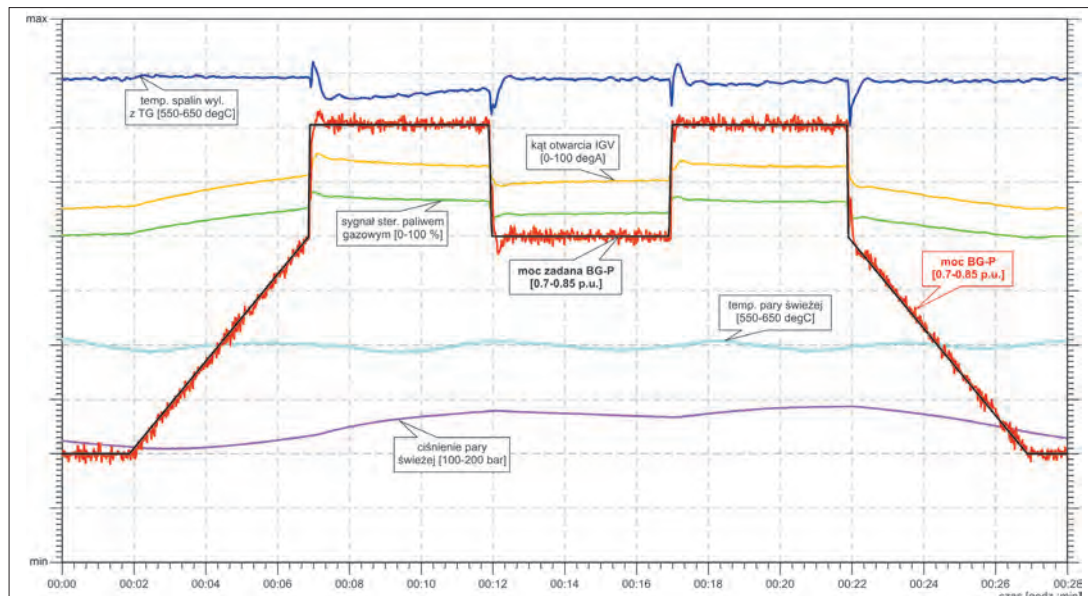
Rys. 1b.  
Próba działania regulacji  
pierwotnej  $+5\% P_{os}$   
w odpowiedzi  
na symulowaną  
odchyłkę częstotliwości  
 $\Delta f = -110$  mHz  
wokół mocy bazowej  
 $P_B = P_{os\_dysp} - 5\% P_{os}$   
przy ustawionym  
statyzmie BGP  $s = 4\%$   
i załączonej regulacji  
pierwotnej  
( $\Delta f_o = \pm 10$  mHz)  
Źródło: opracowanie  
własne



Rys. 2b.  
Próba działania  
regulacji wtórnej  $\pm 5\% P_{os}$   
wokół mocy bazowej  
 $P_B = P_{os\_dysp} - 5\% P_{os}$   
Źródło: opracowanie  
własne



Rys. 3.  
Próba współdziałania  
regulacji pierwotnej  
 $\pm 2,5\% P_{os}$  w odpowiedzi  
na symulowaną  
odchyłkę częstotliwości  
 $\Delta f = \pm 60$  mHz  
przy ustawionym  
statyzmie BGP  $s = 4\%$   
i załączonej  
regulacji pierwotnej  
( $\Delta f_o = \pm 10$  mHz)  
oraz regulacji wtórnej  
 $\pm 5\% P_{os}$  wokół mocy  
bazowej  $P_B = 75\% P_{os}$   
Źródło: opracowanie  
własne





z wymaganiami IRiESP do 30 sekund (z czego połowa zakresu aktywowana jest w czasie poniżej 15 sekund), a po tym okresie w stanie ustalonym moc utrzymywana jest w sposób trwały z dokładnością  $\pm 1\% P_{os}$ . Jak można zauważyć, skokowym zmianom mocy towarzyszą wtedy szybkie, przejściowe zmiany temperatury spalin rzędu ok.  $\pm 1\%$  wartości ustalonej w czasie do 30 sekund, nie powodując istotnych zaburzeń temperatury pary świeżej i wtórnie przegrzanej. Z kolei w przypadku załączonej regulacji wtórnej moc rzeczywista nadąża równomiernie za mocą zadaną z prędkością  $1\% P_{os}/\text{min}$ , a jej aktywacja następuje w czasie kilku sekund. Takie pożądane działanie regulacji pierwotnej i wtórnej w pobliżu górnego brzegu pasma regulacji będzie możliwe, o ile zapewniona zostanie odpowiednia rezerwa w stosunku do mocy osiągalnej dyspozycyjnej. Dla BGP wiąże się to z koniecznością przyjęcia niższego poziomu mocy bazowej w górnym przedziale pasma regulacji względem obciążenia podstawowego, jaki można by uzyskać dla aktualnych parametrów otoczenia.

Z analizy przeprowadzonych testów, których przebieg pokazano na rysunkach 1a, 1b, 2a i 2b, wynika, że rezerwa pasma dla regulacji pierwotnej i wtórnej (dla każdej z nich z osobna) powinna wynosić ok.  $7,5\% P_{os}$ . Jak pokazują rysunki 1b i 2b, dysponowanie mniejszą rezerwą, np.  $5\%$ , będzie skutkowało niedotrzymaniem wskaźników regulacyjnych z powodu zadziałania ogranicznika temperatury spalin wylotowych z turbiny gazowej.

### Szybkość zmiany obciążenia (rampa)

Zgodnie z zaleceniami IRiESP [1] szybkość zmiany mocy czynnej w zakresie pasma regulacyjnego konwencjonalnych jednostek wytwórczych (przy wyłączonej regulacji pierwotnej i wtórnej) powinna być realizowana z prędkością od 2 do  $8\% P_{os}/\text{min}$ . Wymogi ogólnego stosowania kodeksu sieci NC RfG [2] stanowią z kolei, że minimalne i maksymalne wartości graniczne prędkości zmiany mocy generowanej dla nowych jednostek ciepłych gazowych pracujących w obiegu zamkniętym powinny wynosić

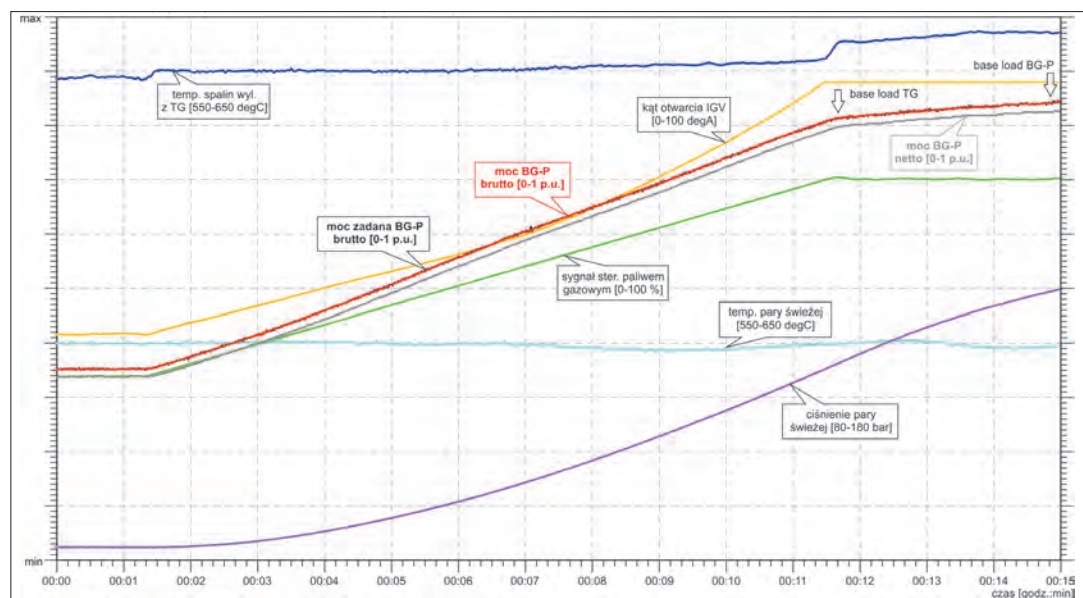
od 5 do  $8\% P_{os}/\text{min}$ , a dla obiegu otwartego (bez turbiny parowej) nawet od 12 do  $20\% P_{os}/\text{min}$ .

Ze względu na inercyjny charakter części parowej BGP (ok. 2–3-minutowe opóźnienie kotła odzysknicowego i turbiny parowej względem turbiny gazowej) gradient ciągłej zmiany obciążenia BGP w zakresie od  $P_{\text{min\_MEL}}$  do  $P_{\text{os\_dysp}}$  wyznaczany jest jako średnia wartość prędkości, zmierzona od momentu rozpoczęcia zmiany wymuszenia do chwili osiągnięcia przez turbinę gazową obciążenia podstawowego, tj. do momentu trwałego aktywowania ogranicznika temperatury spalin wylotowych (ograniczenia ilości paliwa).

Przykładowy przebieg próby liniowych zmian obciążenia BGP w trybie kondensacyjnym, którego celem było sprawdzenie możliwości zmiany obciążenia z prędkością  $4,5\% P_{os}/\text{min}$  w kierunku dociążania, przedstawiony został na rysunku 4.

Uzyskany wynik testu potwierdził zdolność BGP do szybkiej, liniowej zmiany obciążenia z zadanym gradientem. Na szczególną uwagę zasługują następujące właściwości BGP: brak opóźnienia w początkowej fazie zmiany obciążenia, liniowe nadążanie mocy generowanej za mocą zadaną do momentu osiągnięcia poziomu obciążenia podstawowego turbiny gazowej (poza niewielkimi zakłóceniami występującymi podczas przełączania trybów spalania) oraz praktycznie stała różnica pomiędzy mocą brutto a mocą netto w całym zakresie pasma regulacyjnego. Jest to zasadnicza, korzystna różnica w porównaniu z blokami węglowymi, gdzie zazwyczaj po rozpoczęciu wymuszenia moc regulowana nie nadąża za mocą zadaną ze względu na „łagodne” formowanie mocy zadanej dla regulatora turbiny z uwzględnieniem inercyjnego modelu kotła (wg tzw. krzywej „s”), natomiast wraz z naborem obciążenia, któremu towarzyszy załączanie kolejnych napędów, m.in. młynów węglowych, pomp wody zasilającej (zwłaszcza w pobliżu górnego brzegu pasma regulacyjnego), obserwuje się większą rozbieżność pomiędzy wartościami mocy czynnej brutto i netto.

W praktyce prędkość zmiany obciążenia BGP w zakresie od  $P_{\text{min\_MEL}}$  do  $P_{\text{os\_dysp\_TG}}$  wynosi od 4 do  $7\% P_{os}/\text{min}$ .



Rys. 4.  
Próbę liniowych zmian obciążenia BGP z prędkością  $4,5\% P_{os}/\text{min}$   
Źródło: opracowanie własne



## Czasy rozruchu

Według zaleceń IRIESP [1] konwencjonalne jednostki wytwórcze powinny być przystosowane do co najmniej 200 uruchomień w ciągu roku, a czasy rozruchu liczone od momentu wydania polecenia uruchomienia do momentu uzyskania poziomu minimum technicznego nie powinny przekroczyć:

- dwóch godzin dla uruchomienia ze stanu gorącego (po postoju do ośmiu godzin),
- trzech godzin dla uruchomienia ze stanu ciepłego (po postoju od ośmiu do pięćdziesięciu godzin),
- pięciu godzin dla uruchomienia ze stanu zimnego (po postoju powyżej pięćdziesięciu godzin).

Procedura oraz czas rozruchu BGP zależą w dużym stopniu od konfiguracji jednostki (układu jedno- lub wielowalowego) oraz stanu cieplnego turbiny parowej. Pierwsza faza rozruchu, czyli uruchomienie turbiny gazowej do prędkości znamionowej wraz z przyłączeniem generatora do sieci, obejmuje:

- start urządzenia rozruchowego (którym może być zewnętrzny silnik elektryczny bądź generator pracujący jako silnik synchroniczny o zmiennej częstotliwości i napięciu) do prędkości wentylacji kotła odzysknicowego,
- przewietrzanie (wentylacja) kotła odzysknicowego,
- wybieg turbiny gazowej do prędkości zapiłonu,
- zapiłon turbiny gazowej,
- chwilowe wygrzewanie turbiny gazowej na stałych obrotach,
- przyspieszanie wału (nabór obrotów),
- wyłączenie urządzenia rozruchowego w momencie wytworzenia dodatniej różnicy pomiędzy mocą wytwarzaną przez turbinę gazową a mocą napędową pobieraną przez sprężarkę,
- wzbudzenie generatora,
- osiągnięcie obrotów znamionowych,
- synchronizację generatora z siecią oraz nabór obciążenia wstępnego do poziomu tzw. rezerwy wirującej.

W przypadku rozwiązania jednowalowego nieposiadającego sprzęgła pomiędzy generatorem i turbiną parową, dodatkowo przed uruchomieniem turbiny gazowej, konieczne jest wytworzenie odpowiedniej próżni w kondensatorze oraz uszczelnienie dławnic turbiny parowej. Zazwyczaj maksymalny czas rozruchu turbiny gazowej do synchronizacji (niezależnie od stanu termicznego turbiny parowej) wynosi do 30 minut. W sytuacji kiedy wcześniejsze wyłączenie turbiny gazowej nastąpiło w trybie normalnej sekwencji, a nie w wyniku awaryjnego odstawienia (wybicia), niektórzy dostawcy nie stosują przewietrzania kotła odzysknicowego. Pozwala to skrócić czas naboru obrotów turbiny gazowej o ok. 10 minut.

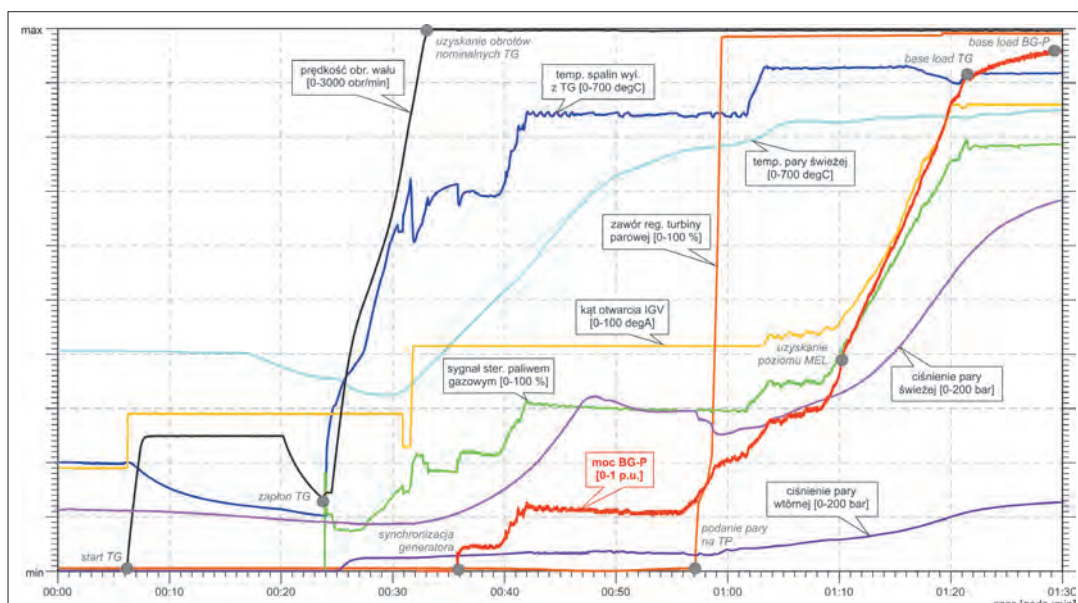
Uruchomienie kompletnego BGP jest bardziej czasochłonne i skomplikowane niż rozruch samej turbiny gazowej, ze względu na konieczność dochowania reżimów napiężeń cieplnych kotła odzysknicowego, turbiny parowej i kolektorów. Zasadniczym parametrem, istotnym dla prawidłowego przebiegu rozruchu części parowej, jest utrzymywanie stałej temperatury spalin wylotowych, mimo przyrostu obciążenia turbiny gazowej, poprzez aparat kierowniczy na wlocie do sprężarki regulującej ilość powietrza do kompresora.

Na rysunku 5 przedstawiono często występujący w warunkach eksploatacji przebieg rozruchu BGP ze stanu gorącego (po postoju nocnym, do ośmiu godzin), z zaznaczeniem charakterystycznych etapów uruchomienia. W analizowanym przypadku czas rozruchu BGP do pełnej mocy wyniósł 84 minuty, w tym czas do synchronizacji generatora z siecią 30 minut, natomiast czas do uzyskania minimum środowiskowego ok. 65 minut.

W praktyce czasy rozruchu BGP są z reguły krótsze niż zalecane przez IRIESP [1] i wynoszą odpowiednio:

- ok. godziny dla rozruchu ze stanu gorącego,
- od godziny do ok. trzech godzin dla rozruchu ze stanu ciepłego,
- od trzech do ok. czterech godzin dla rozruchu ze stanu zimnego.

Rys. 5.  
Próba czasu  
rozruchu BGP  
ze stanu gorącego  
po postoju  
do ośmiu godzin  
Źródło: opracowanie  
własne



## Wybrane zagadnienia obrony i odbudowy zasilania KSE

Gotowość BGP do obrony i odbudowy zasilania KSE oznacza jego zdolność do:

- opanowania zrzutów obciążenia do pracy na potrzeby własne (PPW),
- przechodzenia do pracy wyspowej zarówno z nadmiarem, jak i umiarkowanym niedoborem mocy generowanej w stosunku do mocy pobieranej przez wyspę w momencie wydzielania,
- regulacji częstotliwości i napięcia w sieci elastycznej, w tym opanowania zakłóceń spowodowanych załączaniem lub wyłączaniem odbiorników elektrycznych, odpowiadających skokowym zmianom mocy do  $\pm 10\% P_{os}$ ,
- pracy w warunkach nieznamionowych parametrów zasilania (przy obniżonej częstotliwości i napięciu),
- podania napięcia na szyny najbliższej rozdzielni będącej w stanie beznapięciowym,
- obciążania w trybie pracy wyspowej po synchronizacji generatora(-ów) z KSE.

Dodatkowym, nieobligatoryjnym wymaganiem jest zdolność do samostartu w sytuacji zaniku napięcia w KSE. W przypadku posiadania takiej możliwości zdolność BGP do opanowania zrzutów obciążenia na potrzeby własne nie jest wymagana.

W trybie PPW (po wyłączeniu wyłącznika blokowego lub sieciowego) regulator turbiny gazowej zostaje przełączony do regulacji prędkości obrotowej izochronicznej, której zadaniem jest przywrócenie obrotów znamionowych, po ich chwilowym wzroście spowodowanym nierównowagą pomiędzy wytwarzaną mocą mechaniczną a mocą elektryczną odbieraną z generatora. Z powodu niskiego zapotrzebowania BGP na energię elektryczną turbina parowa jest natychmiast wyłączana z uwagi na niski strumień ciepła w spalinach z tur-

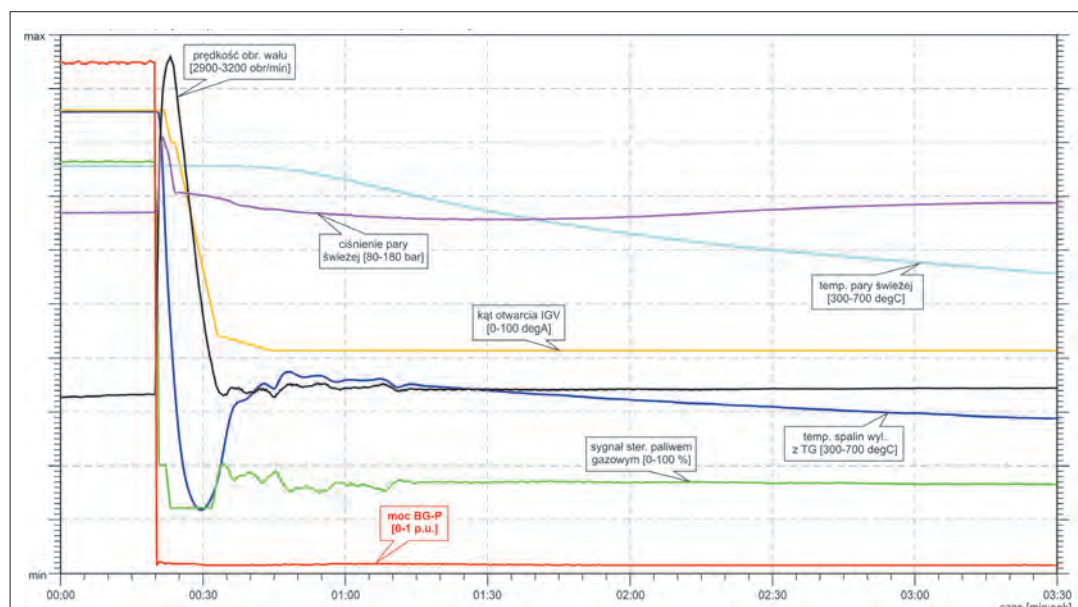
biny gazowej, który w krótkim czasie prowadziłby do spadku temperatury pary na wylocie z kotła odzysknicowego poniżej wartości minimalnej akceptowanej przez turbinę parową. Po zrzucie mocy turbina gazowa i kocioł odzysknicowy pozostają w ruchu obejściowym z otwartymi stacjami rozruchowo-zrzutowymi.

Przykładowy przebieg zrzutu mocy BGP do PPW z pełnego obciążenia przedstawiono na rysunku 6.

Zgodnie z wymaganiami IRIESP [1] jednostki wytwórcze przystosowane do pracy wyspowej powinny mieć możliwość ręcznego oraz automatycznego – z chwilą wystąpienia uzgodnionej odchyłki częstotliwości, która obecnie wynosi  $\pm 1,3$  Hz (z czasem zwłoki 1 s) – załączenia proporcjonalnego regulatora prędkości obrotowej turbiny. Zrzut do pracy wyspowej (wydzielonej), będący wynikiem podziału systemu na niezbilansowane obszary obciążeniowe (w tym przypadku z nadmiarem generowanej mocy), jest trudniejszy do opanowania, ponieważ odbywa się w warunkach braku identyfikacji stanu łączników w torze wprowadzenia mocy.

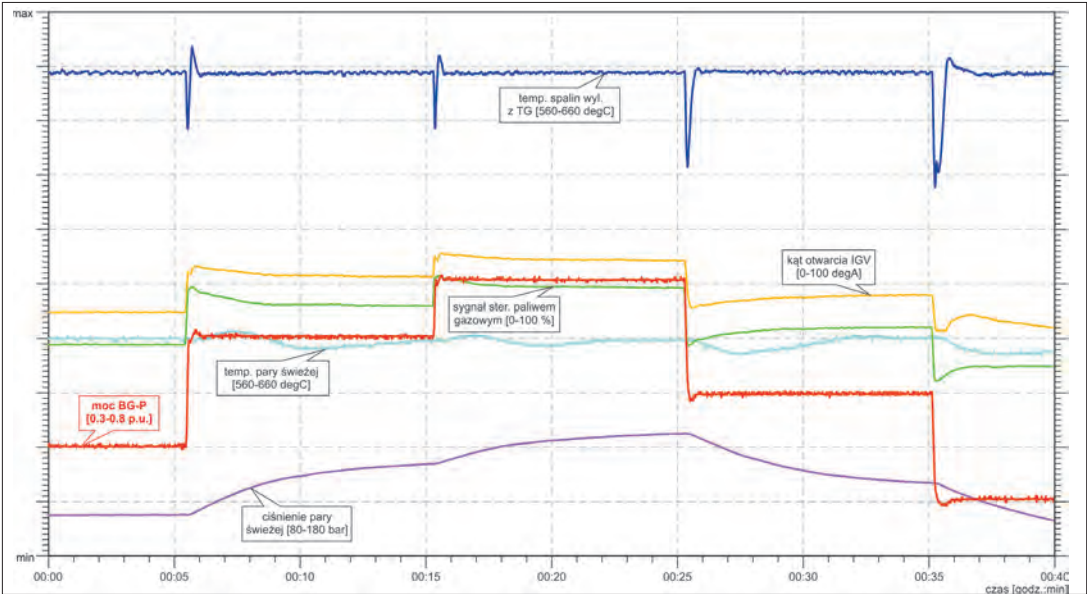
Kolejnym utrudnieniem dla BGP jest „z góry niezany” poziom obciążenia wyspy, co w przypadku turbiny gazowej stwarza ryzyko utraty płomienia podczas sekwencyjnego przełączania trybów spalania. Aby temu zapobiec, producenci turbin gazowych stosują algorytmy wspomagające identyfikację „dużej” i „małej” wyspy, wykorzystując oprócz odchyłki częstotliwości dodatkowe kryterium szybkości zmiany częstotliwości w czasie. Pozwala to w miarę szybko przełączyć turbinę gazową do oczekiwanego trybu spalania, tj. dyfuzyjnego w przypadku wystąpienia wyspy o rozmiarze lokalnym lub innego pośredniego dla wyspy regionalnej.

Jak wspomniano, w trakcie procesu odbudowy zasilania KSE pożądaną cechą jednostek wytwórczych jest zdolność do szybkiego reagowania regulatora prędkości obrotowej typu P na zmiany częstotliwości spowodowane załączaniem i/lub wyłączaniem odbiorników elektrycznych na wyspie, tak aby zmiany częstotliwości w warunkach pracy wyspowej (wydzielonej)



Rys. 6.  
Próba zrzutu  
mocy BGP  
do pracy  
na potrzeby własne  
Źródło: opracowanie  
własne

Rys. 7.  
Próba skokowych zmian  
obciążenia BGP  
od  $\pm 5$  do  $\pm 10\% P_{os}$   
w trybie pracy wyspowej  
Źródło: opracowanie  
własne



nie przekroczyły odchyłki  $\pm 1$  Hz. W przypadku BGP kompensowanie zakłóceń odbywa się poprzez szybko reagującą turbinę gazową. Jest to korzystniejsze rozwiązanie niż w przypadku klasycznych bloków węglowych, gdzie zazwyczaj wymagane jest utrzymywanie 10% rezerwy pary ponad aktualne zapotrzebowanie turbiny parowej.

Przykładowy przebieg odpowiedzi BGP na symulowane odchyłki częstotliwości (w sieci sztywnej), skutkujące szybkimi zmianami obciążenia od 5 do 10%  $P_{os}$ , przedstawiono na rysunku 7. Są one realizowane praktycznie skokowo, w czasie do 30 sekund, przy czym 10% szybkim zmianom obciążenia towarzyszą przejściowe zmiany temperatury spalin do ok. 3,5% wartości ustalonej.

Jako podsumowanie powyższych rozważań w tabeli 1 zestawiono właściwości regulacyjne BGP i bloków ciepłych węglowych.

Z porównania poszczególnych parametrów wynika, że BGP posiadają korzystniejsze wskaźniki regulacyjne niż bloki węglowe. Na szczególną uwagę zasługują: czas uruchomienia do synchronizacji generatora z siecią wynoszący maksymalnie do 30 minut, a także zdolność do realizacji skokowych zmian obciążenia  $\pm 10\% P_{os}$  w ciągu 30 sekund.

Podsumowanie

Przedstawione w artykule korzystne własności dynamiczne BGP przemawiają za ich wykorzystaniem w KSE do regulacji mocy czynnej i częstotliwości, a także do udziału w obronie i odbudowie zasilania w razie awarii systemowej, przy jednoczesnym zminimalizowaniu niekorzystnego oddziaływania na środowisko.

Mając na uwadze obecny i planowany dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej (głównie wiatrowej i fotowoltaicznej) oraz postępującą dekarbonizację sektora energetycznego najlepszym sposobem na równoważenie zmiennego poziomu wytwarzania energii elektrycznej przez OZE mogą być BGP, charakteryzujące się dużą elastycznością oraz krótszymi czasami uruchamiania i odstawiania, co znajduje również swoje odzwierciedlenie w założeniach *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* [9], według której źródła gazowe mają być wykorzystywane głównie jako moce regulacyjne.

Obecnie jedynie dwa BGP w KSE posiadają status JWCD, a tylko jeden świadczy regulacyjną usługę systemową w zakresie zdolności do odbudowy KSE (samostartu i pracy wyspowej). Pozostałe BGP przyłączone do KSE to Jednostki Wytwórcze

Tabela 1

Właściwości regulacyjne BGP i bloków węglowych

Parametr	Blok gazowo-parowy		Blok węglowy	
Minimum techniczne, % $P_{os}$	38–47		40–55	
Szybkość zmiany obciążenia, % $P_{os}/\text{min}$ (w zakresie pasma regulacyjnego)	4–7 (38 ... 47– $P_{dysp\_TG}$ )		2–3 (40 ... 55–100% $P_{os}$ )	
Skokowe zmiany obciążenia, % $P_{os}/30\text{ s}$	5		5–10	
Czas rozruchu, min	do synchronizacji	do poziomu minimum środ.	do synchronizacji	do poziomu minimum techn.
– ze stanu gorącego (po postoju do 8 godzin)	12–30	50–65	120	180
– ze stanu ciepłego (po postoju od 8 do 50 godzin)		70–160	140–220	200–300

Źródło: opracowanie własne



niebędące Centralnie Dysponowane (nJWCD), które ze względu na priorytetowe wytwarzanie ciepła pracują w trybie „statycznej” generacji mocy elektrycznej.

Często za mankament BGP, z punktu widzenia regulacyjności, uznaje się zmienność ich mocy osiągalnej w zależności od panujących warunków otoczenia (głównie temperatury i wilgotności powietrza). Należy jednak podkreślić, że w odniesieniu do niestabilnej mocy czynnej generowanej przez źródła odnawialne jest ona relatywnie niewielka i dlatego nie powinna być uważana za poważną wadę.

## PIŚMIENICTWO

- [1] *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., wersja z dnia 7.04.2020, <https://www.pse.pl/dokumenty> [dostęp: 22.06.2020].
- [2] *Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci*, Dz.Urz.UE L 112/1.
- [3] *Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)*, Polskie Sieci Elektro-

energetyczne S.A., 18.12.2018, <https://www.pse.pl/dokumenty> [dostęp: 22.06.2020].

- [4] Jendroszczyk J., Komarzyniec M., Kurzyński A., Pasiut G., Rzekowski E., Wasik W., *Ocena możliwości wykorzystania wybranych elektrociepłowni w ramach planów obrony i odbudowy KSE*, opracowanie „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Gliwice 2004 (niepubl.).
- [5] Kacejko P., Wydra M., *Możliwości bloków gazowo-parowych w zakresie regulacji i obrony Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2010, nr 8.
- [6] Pawlik M., *Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – nowe wyzwania*, „Energetyka” 2013, nr 8.
- [7] Ackenheil R., Zaviska O., *Primary Frequency Control for Combined Cycle Power Plants*, „VGB PowerTech” 2007, no. 3.
- [8] Yilmaz O., *Participation of combined cycle power plants to power system frequency control: modeling and application*, 2006, <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.633.9273&rep=rep1&type=pdf> [dostęp: 22.06.2020].
- [9] *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, Ministerstwo Energii, wersja 2.1 z dnia 8.11.2019, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r> [dostęp: 22.06.2020].



## BIURO DORADZTWA I NADZORU INWESTYCYJNEGO



- Obsługa procesów inwestycyjnych, w tym doradztwo techniczne i formalno-prawne na etapie wyboru wykonawcy
- Pełnienie funkcji Inżyniera Kontraktu lub Doradcy Technicznego
- Niezależny Doradca Techniczny dla banków i instytucji finansujących

Kazimierz Zamorowski  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Straty energii przy pracy regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczy powietrza

## Energy losses during operation of rotary regenerative air heaters

W artykule omówiono zagadnienia związane z nieszczelnością regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczy powietrza (ROPP) oraz przeprowadzono analizę ich nieszczelności. Wyodrębniono poszczególne składowe przecieki, tj. przeciek przez przenoszenie powietrza do spalin w pakietach grzejnych oraz przeciek bezpośredni, który rozdzielono na przeciek na gorącym i zimnym końcu podgrzewacza. Przeprowadzono analizę strat ciepła i energii elektrycznej wynikających z przecieków. Na podstawie przyjętego modelu przecieków wyznaczono łączne efekty modernizacji uszczelnień na przykładzie kotła OP-650. Zwrócono uwagę na warunki dotrzymania gwarancji, które powinny znaleźć się w kontrakcie na modernizację ROPP.

**Słowa kluczowe:** podgrzewacz powietrza, nieszczelność, przeciek, straty energii

The article discusses some issues related to leakage of rotary regenerative air heaters (RRAH) and presents the corresponding leak analysis. The particular leak components have been broken down into a leak due to air transfer in the heating baskets to flue gas and a direct leak divided into leaks at the hot outlet or cold inlet of the RRAH. The article provides analysis of the losses of heat and electrical energy resulting from leakage. Based on the adopted model of leaks, overall effects of sealing modernization have been determined for the OP-650 boiler. The article points out the guarantee fulfilment conditions which should be included in a contract for modernization of the RRAH.

**Keywords:** rotary regenerative air heater (RRAH), leakage, leak, energy losses

### Wprowadzenie

Regeneracyjny obrotowy podgrzewacz powietrza (ROPP) lub zespół podgrzewaczy składający się z 2–3 sztuk, zabudowany za drugim ciągiem kotła jako jego ostatnia powierzchnia ogrzewalna, ma istotny wpływ na temperaturę spalin wylotowych z kotła. Jego zadaniem jest bowiem odzyskanie ciepła ze spalin wychodzących z drugiego ciągu kotła (obniżenie ich temperatury), a jednocześnie podgrzanie powietrza dostarczanego do komory paleniskowej kotła i instalacji młynowej.

Głównymi elementami ROPP są:

- wirnik wypełniony elementami grzejnymi (pakietami lub koszami grzejnymi),
- ułożyskowany wał z konstrukcją nośną wirnika wraz z przekładnią i silnikiem,
- kanały spalin tworzące sektor spalin,
- kanały powietrza tworzące sektor powietrza,
- obudowa,
- system uszczelnień.

Zasada pracy ROPP polega na ogrzewaniu umieszczonych w wirniku elementów grzejnych strumieniem gorących spalin w sektorze spalin. Następnie elementy grzejne wraz z obracającym się wirnikiem wprowadzane są do strefy powietrza, gdzie oddają ciepło przepływającemu powietrzu. Obroty wirnika nadają ciągły charakter procesowi wymiany ciepła.

Pogorszenie stanu technicznego i eksploatacyjnego ROPP, np. wzrost nieszczelności podgrzewacza, zabrudzenie powierzchni ogrzewalnych, będzie powodowało pewne straty energii.

### Nieszczelność regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczy powietrza

Podgrzewane powietrze przepływające przez podgrzewacz obrotowy jako czynnik o wyższym ciśnieniu zasysane jest przez nieszczelności do spalin – czynnik utrzymywany w podciśnieniu. Ilość powietrza zasysanego do spalin (przeciek) należy ograniczać, lecz nie można go wyeliminować całkowicie z uwagi na konstrukcję i zasadę działania ROPP. W celu ograniczenia przecieków stosuje się system uszczelnień, który powinien oddzielić sektor spalin od sektora powietrza, a także sektory te od obudowy podgrzewacza. System uszczelnień jest rozbudowany. Obecnie stosowane są następujące uszczelnienia: promieniowe, wzdłużne, obwodowe, osiowe oraz uszczelnienia wału wirnika. Ich zadania przedstawiono w osobnym artykule [1].

Na nieszczelności ROPP wpływają uwarunkowania ruchowe, tj. cieplne odkształcenia konstrukcji wirnika spowodowane dużą różnicą temperatur pracy pomiędzy „zimnym końcem” podgrzewacza (wlotem powietrza i wylotem spalin) a „gorącym końcem” (wlotem spalin i wylotem powietrza). Średnia temperatura zimnego końca wynosi zwykle 70–85°C, podczas gdy średnia temperatura gorącego końca może wynosić 305–335°C. Różnica temperatur elementów konstrukcyjnych gorącego i zimnego końca wirnika może wynosić zatem ok. 235–250°C. Powoduje to większe wydłużenia termiczne górnych elementów konstrukcyjnych – o kilka milimetrów w stosunku do dolnych, prowadząc w konsekwencji do deformacji wirnika na kształt parasola i przemieszczania w dół zewnętrznych pierścieni wirnika.

Drugą trudnością jest utrzymanie trwałości uszczelnień pomiędzy obracającym się wirnikiem a nieruchomą obudową.

Regeneracyjne obrotowe podgrzewacze powietrza budowane w poprzednich dekadach posiadały prosty, stały system uszczelnień. Jego regulacja polegała na odpowiednim ustawieniu uszczelnień w czasie montażu oraz wymianie zużytych elementów. Uszczelnienia te jednak stosunkowo szybko się zużywały. W niektórych rozwiązaniach konstrukcyjnych wprowadzono później mechanizm umożliwiający korektę regulacji uszczelnień w czasie pracy.

Jak wynika z licznych pomiarów wykonanych przez „ENERGO-POMIAR” Sp. z o.o., nieszczelność podgrzewaczy ze stałym systemem uszczelnień, liczona zwykle (gdy nie był zdefiniowany sposób obliczeń) jako stosunek przyrostu nadmiaru powietrza w podgrzewaczu do nadmiaru powietrza za podgrzewaczem, utrzymywała się na ogół, przy obciążeniu znamionowym, na poziomie 15–20%, a niekiedy wynosiła nawet powyżej 20%. W przypadku nowych lub wyremontowanych podgrzewaczy przy dokładnym ustawieniu uszczelnień przeciek powietrza do spalin wynosił co najmniej 10–12%.

W ostatnich latach nastąpił duży postęp w konstruowaniu uszczelnień. Zostały opracowane rozwiązania uszczelnień aktywnych (nadążne), w których położenie elementów uszczelniających (skrzydeł uszczelniających w stosunku do taśm uszczelnienia promieniowego) ustala układ regulacji, tj. siłownik zaprogramowany zgodnie z pomiarem szczeliny w uszczelnieniu bądź w funkcji wydajności kotła, czyli temperatury wirnika (dla skrzydeł górnych). Efektem zastosowania uszczelnień aktywnych jest obniżenie przecieków do poziomu 6, a nawet do 5%.

## Analiza nieszczelności (przecieków)

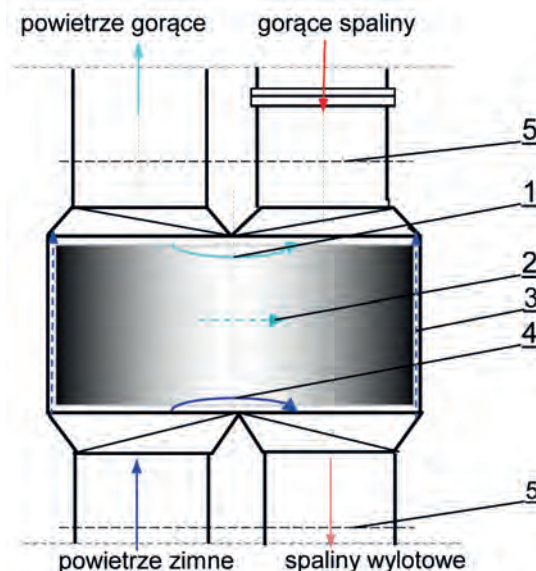
Według ASME [2] zakłada się, że cały przeciek powietrza następuje bezpośrednio na zimnym końcu podgrzewacza, tj. z wlotu powietrza zimnego na wylot spalin za podgrzewaczem. Według VDI 3921 [3], chociaż wyróżnia się przeciek bezpośredni i przez przenoszenie, w obliczeniach bilansowych zakłada się, że cały przeciek powietrza do spalin następuje wyłącznie na zimnym końcu podgrzewacza. To założenie tłumaczone jest największą różnicą ciśnień pomiędzy powietrzem i spalinami właśnie na zimnym końcu. Jest to uproszczony model nieszczelności, a jako uzasadnienie jego stosowania podaje się brak możliwości pomiarowych wyznaczenia poszczególnych strumieni przecieku.

W rzeczywistości zjawisko przecieku powietrza do spalin jest bardziej złożone.

Na rysunku 1 przedstawiono schematycznie poszczególne składowe przecieku.

W warunkach rzeczywistych przeciek powietrza do spalin występuje co najmniej na zimnym i gorącym końcu (jako przeciek bezpośredni) oraz jako powietrze przenoszone w pojemności wirnika do spalin. Oprócz tego występują inne (drobniejsze) przecieki, np. między obudową a wirnikiem.

Przeciek bezpośredni jest proporcjonalny do iloczynu pierwiastka kwadratowego różnicy ciśnień powietrze–spaliny oraz do wielkości powierzchni szczeliny. Zachodzi zatem na zimnym i gorącym końcu. Przy założeniu, że szczeliny na obu końcach są podobnej wielkości, np. przy uszczelnieniach aktywnych, ilość przecieku na gorącym końcu jest wyraźnie mniejsza niż na zimnym – udział przecieku na gorącym końcu może wynosić ok. 30%, a na zimnym ok. 50% przecieku całkowitego. Przy uszczelnieniach stałych szczelina na gorącym końcu, z uwagi na odkształcenia wirnika, jest na ogół większa, przez co wzrasta przeciek.



Rys. 1. Przecieki w regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczu powietrza

- 1 – przeciek na gorącym końcu
- 2 – przeciek przez przenoszenie
- 3 – przeciek przez uszczelnienia obwodowe
- 4 – przeciek na zimnym końcu
- 5 – przekroje pomiarowe

Źródło: opracowanie własne

Przeciek przez przenoszenie powietrza do spalin w wirniku wynika z ruchu obrotowego pakietów grzejnych. W sektorze powietrza pakiety grzejne wypełnione są podgrzewanym powietrzem, które wraz z obrotem wirnika przechodzą do sektora spalin, gdzie powietrze przepływa do spalin. Analogicznie taka sama ilość spalin zostanie przeniesiona w pakietach do powietrza. Przeciek przez przenoszenie powietrza do spalin w wirniku jest proporcjonalny do iloczynu pojemności (powietrza) wirnika i prędkości obrotowej wirnika. Powietrze przeniesione przez wirnik, w zależności od danych konstrukcyjnych wirnika i jego prędkości obrotowej, może generować przeciek (nieszczelność) na poziomie nawet 2% w odniesieniu do strumienia spalin przed podgrzewaczem. W ostatnich latach, w ramach modernizacji uszczelnień ROPP, zmniejszono prędkość obrotową wirnika do poziomu 1,1–1,2 obr./min, co znacznie ograniczało przeciek przez przeniesienie w wirniku.

Wraz ze zmniejszaniem obrotów wirnika pojawia się jednak nierównomierność rozkładu temperatur spalin, a także gorącego powietrza w kanałach za podgrzewaczem. Na początku kanału temperatury spalin i powietrza są wyraźnie wyższe niż na drugim końcu kanału (nawet ponad 20°C patrząc zgodnie z obrotami wirnika). Dokładniejsza analiza przecieków została omówiona w [1]. Warto zaznaczyć, że składowa przecieku przez przenoszenie gazów w wirniku będzie występowała zawsze. Przeciek ten wystąpi również w regeneracyjnym podgrzewaczu spalin (niem. *Regenerative Gas Vorwärmer* – REGAVO)



stosowanym często przed instalacją odsiarczania spalin, dlatego gwarantowanie nieszczelności REGAVO np. poniżej 1%, jest niezrozumiałe, a dotrzymanie takiej gwarancji mało realne.

## Straty wynikające z przecieków

Opisane powyżej składowe przecieku pozwalają na przeprowadzenie analizy strat (ciepła i energii elektrycznej) wynikających z nieszczelności ROPP. Nieszczelność podgrzewaczy generuje następujące straty:

- stratę ciepła w powietrzu gorącym, wynikającą z przecieku na gorącym końcu;
- stratę ciepła w powietrzu podgrzanym w parowych podgrzewaczach powietrza, wynikającą z przecieku na zimnym końcu;
- stratę wynikającą z utrzymywania warunków niezbędnych do uniknięcia korozji pakietów grzejnych na zimnym końcu podgrzewacza powietrza, tj. utrzymywania na określonym minimalnym poziomie temperatury spalin wylotowych lub sumy temperatur powietrza zimnego i spalin wylotowych, co wiąże się z potrzebą podgrzewania powietrza w parowych podgrzewaczach w celu spełnienia tego warunku;
- wzrost zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne wentylatorów powietrza (WP) i wentylatorów spalin (WS), wynikający z przetwarzania zwiększonych ilości gazów.

Znając dokładne dane konstrukcyjne i eksploatacyjne ROPP, a zwłaszcza strumieni spalin i powietrza oraz nieszczelności przed i po modernizacji ROPP, można przeprowadzić analizę strat energii. Posiadając wiedzę na temat kosztów modernizacji można wyznaczyć jej efekty ekonomiczne. Analizę taką można przeprowadzić wyznaczając poszczególne składowe straty wynikające ze zmniejszenia przecieku (nieszczelności) po modernizacji. Wymieniono je poniżej.

1. Zmniejszenie strumienia ciepła w gorącym powietrzu, traconym w regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczach powietrza w wyniku ograniczenia przecieku na gorącym końcu. Strumień ciepła można obliczyć według wzoru:

$$\Delta Q_{pg} = \delta V_{pg} \times (t_{pg} \times c_{p1} - t_{swyl} \times c_{p2})$$

gdzie:

- $\Delta Q_{pg}$  – strumień zaoszczędzonego ciepła, kW;
- $\delta V_{pg}$  – zmniejszenie przecieku powietrza na gorącym końcu w wyniku przeprowadzonej modernizacji uszczelnień, m<sup>3</sup>/s;
- $c_{p1}$  i  $c_{p2}$  – ciepło właściwe powietrza przy temperaturze  $t_{pg}$  i  $t_{swyl}$ , kJ/m<sup>3</sup>K;
- $t_{swyl}$  – temperatura spalin za regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczem powietrza, °C;
- $t_{pg}$  – temperatura powietrza za regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczem powietrza, °C.

Strumień przecieku powietrza gorącego nie płynie dalej do kotła (młynów i komory paleniskowej) i jest z tego punktu widzenia pewną stratą, ale z drugiej strony strumień ciepła

przechodzi do spalin gorących i wypływa z podgrzewacza o temperaturze spalin wylotowych. Zwiększa to strumień spalin gorących, ale jednocześnie obniża ich temperaturę na wlocie do wirnika, zmniejszając tym samym efektywność wymiany ciepła.

2. Zmniejszenie strumienia ciepła w podgrzanym powietrzu w parowych podgrzewaczach powietrza i traconego w regeneracyjnym obrotowym podgrzewacz powietrza w wyniku ograniczenia przecieku na zimnym końcu, tj. w wyniku zmniejszenia ilości podgrzewanego powietrza. Strumień ciepła obliczyć można według zależności:

$$\Delta Q_{pz} = \delta V_{pz} \times (t_{pXL} \times c_{pXL} - t_0 \times c_{pz})$$

gdzie:

- $\Delta Q_{pz}$  – strumień zaoszczędzonego ciepła, kW;
- $\delta V_{pz}$  – zmniejszenie przecieku powietrza na zimnym końcu w wyniku przeprowadzonej modernizacji uszczelnień, m<sup>3</sup>/s;
- $c_{pXL}$  i  $c_{pz}$  – ciepło właściwe powietrza przy temperaturze  $t_{pXL}$  i  $t_0$ , kJ/m<sup>3</sup>K;
- $t_{pXL}$  – temperatura powietrza za parowym podgrzewaczem powietrza (XL), °C;
- $t_0$  – temperatura odniesienia, °C.

3. Zmniejszenie strumienia ciepła w podgrzanym powietrzu w parowych podgrzewaczach powietrza załączanych w celu uniknięcia korozji pakietów grzejnych na zimnym końcu regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczach powietrza.

Obsługa kotła często prowadzi jego pracę tak, aby spełnić warunek:

$$t_{swyl} + t_{pz} > 150^\circ\text{C}$$

gdzie:

- $t_{swyl}$  – temperatura spalin za regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczem powietrza, °C;
- $t_{pz}$  – temperatura powietrza przed regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczem powietrza, °C.

Z bilansu podgrzewacza powietrza można obliczyć wzrost temperatury spalin za regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczem powietrza  $\delta t_{swyl}$  w wyniku obniżenia przecieku powietrza zimnego do spalin. Zmniejszenie strumienia ciepła w podgrzanym powietrzu w parowych podgrzewaczach można obliczyć przyjmując obniżenie przyrostu temperatury powietrza o  $\delta t_{swyl}$ .

4. Zmniejszenie zużycia mocy elektrycznej pobieranej przez silniki wentylatorów powietrza i spalin.

Moc wentylatora powietrza oraz spalin przed i po modernizacji uszczelnień ROPP można obliczyć ze wzorów:

$$N_{u1} = V_1 \times Pc_1 \quad N_{u2} = V_2 \times Pc_2$$

Względne zmniejszenie zużycia mocy po modernizacji:

$$N_{u1}/N_{u2} = V_1/V_2 \times Pc_1/Pc_2$$

$$N_{el1} = N_{u1}/\eta_{w1} \quad N_{el2} = N_{u2}/\eta_{w2}$$

gdzie:

- $N_{u1}, N_{u2}$  – moc użyteczna wentylatora przed i po modernizacji,
- $N_{el1}, N_{el2}$  – moc elektryczna pobierana przez wentylator przed i po modernizacji,
- $V_1, V_2$  – wydajność wentylatora przed i po modernizacji,
- $Pc_1, Pc_2$  – ciśnienie całkowite wentylatora przed i po modernizacji,
- $\eta_{w1}, \eta_{w2}$  – sprawność zespołu wentylator–silnik przed i po modernizacji.

W tabeli 1 zamieszczono model obliczenia względnego przyrostu mocy wentylatora powietrza (WP) dla kolejnych wielkości przyrostu nieszczelności ROPP. Porównując ciśnienia przed i za ROPP do całkowitego ciśnienia na wentylatorze wyznaczono stosunek oporów sieci WP–ROPP do ciśnienia całkowitego, który uwzględniono do obliczeń przyrostu ciśnienia na WP w wyniku wzrostu nieszczelności.

Przyrost zużycia mocy przez WP w wyniku wzrostu przecieku w ROPP zależy od charakteru przebiegu krzywej sprawności zespołu wentylator–silnik. Zwykle (przy zastosowaniu aparatów kierowniczych) przy większej wydajności sprawność zespołu wentylatora jest większa, co niweluje skutki wzrostu przecieku. Zmiana sprawności wentylatora w funkcji jego wydajności jest mocno uzależniona od zastosowanego sposobu regulacji.

Na rysunku 2 przedstawiono przyrost mocy elektrycznej wentylatora powietrza w funkcji wzrostu nieszczelności dla założeń zawartych w tabeli 1.

Z rysunku 2 wynika, że obniżenie nieszczelności ROPP o 10 p.p. może przyczynić się do obniżenia zużycia mocy elektrycznej WP o ok. 14%.

Przy zastosowaniu regulacji wydajności poprzez zmianę obrotów wirnika – zastosowanie falownika – charakterystyka sprawności jest bardziej płaska i oszczędności z obniżenia przecieku będą jeszcze większe.

W tabeli 2 zamieszczono modelowe obliczenia względnego przyrostu mocy wentylatora spalin (WS) dla kolejnych wielkości przyrostu nieszczelności ROPP.

Z obliczeń modelowych przedstawionych w tabeli 2 wynika, że obniżenie nieszczelności ROPP o 10 p.p. może przyczynić się do obniżenia zużycia mocy elektrycznej WS o 17%.

Tabela 1

Obliczenia względnego przyrostu mocy WP dla różnych wielkości nieszczelności ROPP

Wyszczególnienie	Wymiar	Wartość nieszczelności						
Przyrost nieszczelności ROPP	%	0	3	6	8	10	13	16
Przyrost wydajności WP	-	1	1,03	1,06	1,08	1,1	1,13	1,16
Wykładnik potęgowy dla sieci powietrza	-	2	2	2	2	2	2	2
Opory sieci/ciężnienie całkowite Pc	-	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Przyrost oporów sieci powietrza	-	1	1,061	1,124	1,166	1,210	1,277	1,346
Przyrost ciśnienia WP	-	1	1,03	1,062	1,083	1,105	1,138	1,173
Przyrost mocy użytecznej WP	-	1,00	1,06	1,13	1,17	1,22	1,29	1,36
Zakładana sprawność wentylatora	%	68	69	70	71	72	73	74
Przyrost mocy elektrycznej	-	1,47	1,54	1,61	1,65	1,69	1,76	1,84

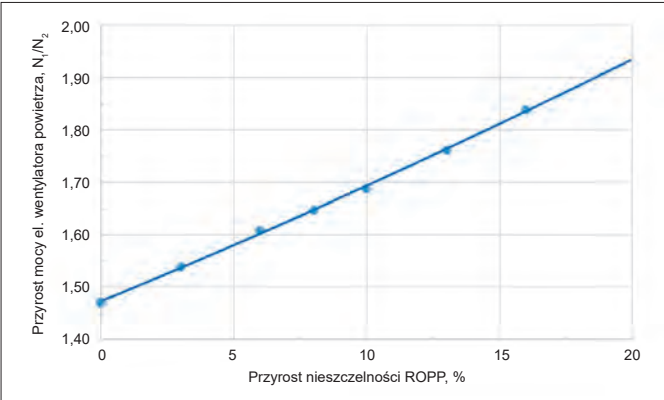
Źródło: opracowanie własne

Tabela 2

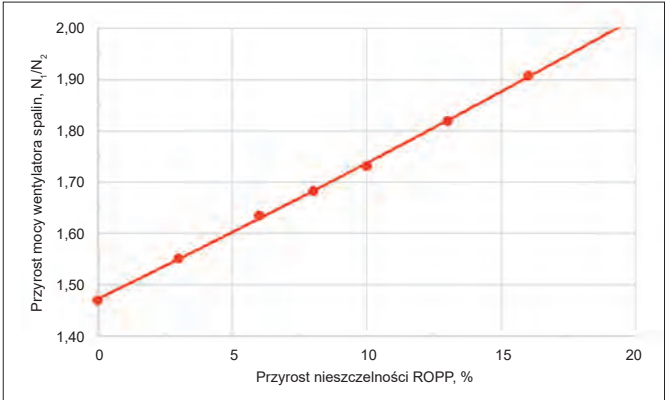
Obliczenia względnego przyrostu mocy WS dla różnych wielkości nieszczelności ROPP

Wyszczególnienie	Wymiar	Wartość nieszczelności						
Przyrost nieszczelności	%	0	3	6	8	10	13	16
Przyrost wydajności WS	-	1	1,03	1,06	1,08	1,1	1,13	1,16
Wykładnik potęgowy dla sieci spalin	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Opory sieci / ciśnienie całkowite WS	-	1	1	1	1	1	1	1
Temperatura spalin za ROPP	°C	150	150	150	150	150	150	150
Temperatura powietrza przed ROPP	°C	27	27	27	27	27	27	27
Temperatura spalin za ROPP z uwzględnieniem przecieku	°C	150	146,4	143,0	140,9	138,8	135,8	133,0
Przyrost oporów sieci spalin	-	1,00	1,04	1,08	1,11	1,13	1,18	1,22
Przyrost ciśnienia WS	-	1,00	1,04	1,08	1,11	1,13	1,18	1,22
Przyrost mocy użytecznej WS	-	1,00	1,07	1,14	1,20	1,25	1,33	1,41
Zakładana sprawność wentylatora	%	68	69	70	71	72	73	74
Przyrost mocy elektrycznej WS	-	1,47	1,55	1,63	1,68	1,73	1,82	1,91

Źródło: opracowanie własne



Rys. 2. Przyrost mocy wentylatora powietrza w funkcji wzrostu nieszczelności  
Źródło: opracowanie własne



Rys. 3. Przyrost mocy wentylatora spalin w funkcji wzrostu nieszczelności  
Źródło: opracowanie własne

Na rysunku 3 przedstawiono przyrost mocy elektrycznej wentylatora powietrza w funkcji wzrostu nieszczelności dla założeń zawartych w tabeli 2.

Przy mniejszym (bardziej płaskim) nachyleniu krzywej sprawności wentylatora oszczędności z obniżenia przecieku będą większe.

Tabela 3

Wyniki modernizacji uszczelnień ROPP

Wyszczególnienie	Wymiar	Wartość
Temperatura odniesienia	°C	20
Temperatura powietrza przed ROPP	°C	50
Temperatura powietrza za ROPP	°C	280
Temperatura spalin za ROPP	°C	150
Strumień spalin przed ROPP	tys. m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	850
Strumień powietrza przed ROPP	tys. m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	650
Zakładany przeciek przed modernizacją	%	16
	tys. m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	136,0
Zakładany przeciek po modernizacji	%	6
	tys. m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	51
Udział przecieku na zimnym końcu	-	0,5
Udział przecieku na gorącym końcu	-	0,3
Zmniejszenie przecieku powietrza	tys. m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	85,0
Ciepło właściwe powietrza zimnego	kJ/kg K	1,322
Ciepło właściwe powietrza gorącego	kJ/kg K	1,340
Łączna moc elektryczna pobierana przez WP	kW	1000
Łączna moc elektryczna pobierana przez WS	kW	1450
Przyrost mocy elektrycznej WP	-	1,143
Przyrost mocy elektrycznej WS	-	1,169
Zmniejszenie strat ciepła na zimnym końcu	kW	468,1
Zmniejszenie strat ciepła na gorącym końcu	kW	1234,1
Zmniejszenie zużycia mocy el. przez WP	kW	143,4
Zmniejszenie zużycia mocy el. przez WS	kW	244,7
Sumaryczne zmniejszenie zużycia mocy el.	kW	388,1
Sumaryczne zmniejszenie strat ciepła	kW	1702

Źródło: opracowanie własne

Efekty przeprowadzenia modernizacji ROPP

W tabeli 3 zestawiono efekty, jakie może przynieść modernizacja uszczelnień ROPP. Obliczenia przeprowadzono na przykładzie kotła OP-650 bloku ok. 230 MW, przy założeniu obniżenia przecieku o 10 p.p. (np. z 16 do 6%). Przy założeniach jak w tabeli 3 uzyskano poniższe wartości.

Z obliczeń przeprowadzonych na przykładzie kotła OP-650 wynika, że przeprowadzenie modernizacji uszczelnień ROPP, która ograniczyłaby przeciek powietrza do spalin o 10 p.p., może pozwolić na uzyskanie przy pracy kotła na obciążeniu maksymalnym następujących efektów:

- zmniejszenie strat ciepła w ROPP o ok. 1700 kW, co stanowi 0,3% energii doprowadzonej w paliwie do kotła,
- zmniejszenie zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne wentylatorów powietrza i spalin o ok. 390 kW,
- zwiększenie rezerwy wydajności wentylatorów powietrza i spalin,
- poprawę parametrów powietrza gorącego (zwiększenie dostępności wielkości strumienia, uzyskanie nieco wyższej temperatury i ciśnienia).

Znając zatem parametry konstrukcyjne podgrzewaczy, ich nieszczelności przed i po modernizacji, parametry eksploatacyjne kotła, a także charakterystyki punktów pracy wentylatorów powietrza i spalin oraz koszty modernizacji można wyliczyć efekty modernizacji i jej prosty czas zwrotu.

Warunki dotrzymania gwarancji nieszczelności ROPP

ASME [2] definiuje nieszczelność jako masę (strumień) przecieku powietrza odniesioną do masy (strumienia) spalin na wlocie do ROPP:

$$AL = (W_{G15} - W_{G14}) / W_{G14} \times 100\%$$



Przy podpisywaniu kontraktu na modernizację ROPP zachodzi potrzeba precyzyjnego określenia parametrów gwarantowanych oraz warunków dotrzymania gwarancji. Przy określeniu gwarantowanego przecieku (AL) należy podać następujące parametry (jako projektowe), przy których powinny być spełnione gwarancje:

- $p_{8D}$  – projektowe ciśnienie powietrza przed ROPP,
- $p_{D14D}$  – projektowe ciśnienie spalin za ROPP,
- $T_{ABD}$  – temperatura spalin za ROPP,
- $W_{G14D}$  – strumień spalin mokrych przed ROPP,
- $W_{G15}$  – strumień spalin mokrych za ROPP,

gdzie indeks  $_D$  oznacza parametry projektowe, a bez tego indeksu to parametry z pomiarów.

W takim przypadku nieszczelność (przeciek) z pomiarów można przeliczyć na parametry projektowe wyznaczając nieszczelność skorygowaną  $AL_{kor}$ :

$$AL_{kor} = AL \times W_{G14}/W_{G14D} \times [(p_{8D} - p_{15D}) / (p_8 - p_{15}) \times (T_{AB}/T_{ABD})]$$

Nieszczelność przeliczana na parametry gwarantowane (projektowe) jako nieszczelność skorygowana będzie podlegać ocenie dotrzymania gwarancji, co warto wprowadzić do zapisów gwarancji.

Należy również określić, przy jakim obciążeniu kotła powinna być spełniona gwarancja. Należy mieć na uwadze, że przy niskich obciążeniach wielkości nieszczelności są zwykle większe niż przy obciążeniu znamionowym.

Warto zaznaczyć, czy ocenie dotrzymania gwarancji podlega zespół podgrzewaczy jako całość, czy każdy podgrzewacz ma być oceniany osobno.

Przy większej modernizacji ROPP – wraz z wymianą pakietów grzejnych – warto także rozważyć możliwość obniżenia temperatury spalin wylotowych do minimalnej bezpiecznej. Poprzez określenie (pomiaru) temperatury kwaśnego punktu rosy w spalinach można wyznaczyć bezpieczną temperaturę minimalną zimnych końców podgrzewacza, która nie będzie narażać tych pakietów na korozję siarkową. Należy przy tym pamiętać, że obniżenie temperatury spalin wylotowych za ROPP o ok. 18–20°C, np. ze 155 na 135°C, podwyższy sprawność kotła (obniży zużycie paliwa) o ok. 1 p.p.

ASME [2] pozwala wyliczyć temperaturę spalin wylotowych  $W_{G15kor}$  skorygowaną na parametry projektowe (gwarancyjne), tj. ze względu na odchyłki od wielkości projektowej: temperatury powietrza zimnego przed ROPP, temperatury spalin przed ROPP oraz strumienia spalin przed ROPP. Wielkości te należy jednak określić w warunkach gwarancji. Korekta temperatury spalin wylotowych na wymienione parametry gwarancyjne jest zasadna i nie budzi wątpliwości. Niekiedy wykonawca modernizacji proponuje zastosowanie krzywych korekcyjnych. Przed ich przyjęciem zamawiający powinien przeanalizować ich zasadność i przebieg. Mogą one być pewnym elementem negocjacji kontraktu i stanowić dla wykonawcy modernizacji zabezpieczenie dotrzymania gwarancji. Jeśli już strony uzgodnią, że krzywe korekcyjne muszą być zastosowane, to powinny spełniać co najmniej poniższe warunki:

- dla parametrów gwarantowanych poprawka nie powinna zmieniać wyniku pomiarowego,
- powinny zapewniać oddziaływanie na parametr gwarantowany w obu kierunkach (na „+” i na „-“),
- powinny mieć charakter ciągły (bez załamania),
- ich przebieg nie powinien być sprzeczny z zasadami termodynamiki (bilans masy, przepływ ciepła itp.).

## Zabrudzenie powierzchni ogrzewalnych ROPP

Powierzchnie ogrzewalne podgrzewaczy powietrza ulegają zabrudzeniu popiołem w czasie ich eksploatacji. Osadzający się na pakietach grzejnych popiół utrudnia przepływ powietrza i spalin, powodując wzrost oporów przepływu. Ponadto popiół przylegający i osadzony na pakietach grzejnych zmienia (obniża) współczynniki wnikania ciepła ze spalin do metalu (blach stalowych pakietów grzejnych) i od metalu do ogrzewanego powietrza. Na intensywność zabrudzania pakietów grzejnych może mieć wpływ również praca instalacji odazotowania spalin i powstające w jej wyniku związki amonowe osadzające się właśnie na nich. W efekcie zabrudzenia pakietów grzejnych wymiana ciepła spaliny–powietrze pogarsza się prowadząc do wzrostu temperatury spalin wylotowych, a tym samym do obniżenia sprawności kotła.

Jeśli zabrudzenie będzie stosunkowo duże, temperatura spalin wylotowych może wzrosnąć nawet o 10°C. Prowadziłoby to do wzrostu straty wylotowej i wyraźnego obniżenia sprawności kotła nawet o 0,5 p.p., co stanowi już znaczącą wielkość. Dlatego pakiety grzejne powinny być okresowo czyszczone lub myte. W czasie eksploatacji dobre efekty przynosi uruchamianie parowych zdmuchiwczy popiołu. Częstotliwość ich użycia powinna być dobrana odpowiednio do zaobserwowanego wzrostu temperatury spalin za regeneracyjnymi obrotowymi podgrzewaczami powietrza (np. raz na zmianę, dobę lub według innych obserwacji).

Przy doborze optymalnej częstotliwości uruchamiania parowych zdmuchiwczy popiołu pomocny może okazać się moduł (algorytm), w którym byłaby monitorowana na bieżąco temperatura spalin za ROPP oraz wpływające na nią inne parametry pracy kotła i urządzeń pomocniczych (np. wydajność kotła, układ pracujących młynów, temperatura powietrza przed ROPP, podciśnienie spalin przed i za ROPP, zawartość tlenu w spalinach).

Skutkiem zabrudzenia pakietów grzejnych jest również wzrost oporów przepływu powietrza i spalin przez pakiety grzejne. Powoduje on bowiem wzrost zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne wentylatorów powietrza i spalin. Dla przykładu, biorąc pod uwagę istniejące opory przepływu przez ROPP i strumienie powietrza i spalin [4], przy mocy znamionowej bloku ok. 230 MW wzrost oporów przepływu powietrza i spalin np. o ok. 10% spowoduje łączny wzrost zużycia energii elektrycznej przez wentylatory powietrza i spalin o ponad 100 kW.

## Podsumowanie

Pogorszenie stanu technicznego ROPP powoduje powstanie wymiernych strat energii elektrycznej na potrzeby własne kotła oraz energii cieplnej.

- Przy wystąpieniu większych nieszczelności ROPP warto rozważyć przeprowadzenie jego modernizacji. Znając dokładne dane konstrukcyjne i eksploatacyjne ROPP, w tym nieszczelności przed i po modernizacji, można przeprowadzić analizę strat energii. Posiadając wiedzę na temat kosztów modernizacji można obliczyć jej efekty ekonomiczne. Analizę taką można przeprowadzić wyznaczając poszczególne składowe straty wynikające ze zmniejszenia przecieku powietrza do spalin po modernizacji. Obniżając nieszczelność ROPP, np. 10 p.p. w przypadku kotła OP-650 bloku 230 MW, można uzyskać:
  - zmniejszenie zużycia mocy elektrycznej przez WP i WS o ok. 390 kW,
  - zmniejszenie strat ciepła o ok. 1700 kW.
- Powierzchnie ogrzewalne ROPP należy utrzymywać w czystości. Ich zabrudzenie powoduje wzrost straty wylotowej, np. wzrost temperatury spalin wylotowych o 10°C spowoduje obniżenie sprawności kotła o ponad 0,5 p.p.
- Przy modernizacji ROPP istotne jest szczegółowe zapisanie warunków dotrzymania parametrów gwarantowanych, przy których gwarantowana wartość nieszczelności i/lub temperatury spalin wylotowych powinna być spełniona. ASME [2] umożliwia przeliczenie parametrów uzyskanych

z pomiarów na parametry gwarancyjne (projektowe) poprzez wyznaczenie:

- nieszczelności skorygowanej  $AL_{kor}$ ,
- skorygowanej temperatury spalin wylotowych  $W_{G15kor}$ .

Zapisy te umożliwią dokładne rozliczenie kontraktu na modernizację ROPP.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Zamorowski K., *Analiza nieszczelności w regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczach powietrza kotłów energetycznych*, „Energetyka” 2007, nr 4.
- [2] ASME PTC 4,3: *Air Heaters. Supplement to Performance Test Code for Steam Generating Units, PTC 4.1*, 1991.
- [3] VDI 3921: *Wärmetechnische Abnahmeversuche an regenerativen Luft- und Abgasvorwärmern – Einfache Luftvorwärmer*, 1994.
- [4] Sprawozdanie z pomiarów gwarancyjnych kotła bloku 230 MW po przeprowadzonej modernizacji, opracowania „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Techniki Ciepłej, Gliwice 2015 (niepubl.).



## CENTRALNE LABORATORIUM



- Analizy chemiczne i fizykochemiczne paliw, wód, ścieków, roztworów absorpcyjnych, sorbentów i produktów z instalacji odsiarczania spalin, odpadów, osadów, gleb, pyłu
- Badania olejów i środków smarowych
- Outsourcing usług laboratoryjnych

Łukasz Tomczak  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Techniki Ciepłej

# Efekty remontu regeneracyjnego obrotowego podgrzewacza powietrza potwierdzone pomiarami

## Effects of repair of the rotary regenerative heater confirmed by measurements

Chociaż historia regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczy powietrza sięga już 100 lat, z powodzeniem są one stosowane w obecnie pracujących jednostkach wytwórczych. Konstrukcja regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczy powietrza na przestrzeni lat była udoskonalana, ale idea i zasada działania są niezmiennie. Regeneracyjne obrotowe podgrzewacze powietrza są kluczowymi elementami instalacji kotłowej – odpowiadają za około 10% całkowitej wymiany energii w kotle, jednak wymagają odpowiedniej kontroli. Zaniedbania stanu technicznego mogą prowadzić do wielu niekorzystnych zjawisk, takich jak pogorszenie spalania, obniżenie wydajności młynów, zwiększone zużycie energii elektrycznej przez wentylatory oraz urządzenia odpylające, a w skrajnych przypadkach mogą powodować obniżenie wydajności cieplnej kotła.

**Słowa kluczowe:** regeneracyjne obrotowe podgrzewacze powietrza, remonty i modernizacje ROPP, straty energii, potrzeby własne

Although the history of rotary regenerative air heaters (RRAHs) goes back 100 years, they are still successfully applied in the existing generating units. The construction of RRAHs has been improved over the years, yet its idea and principle of operation remain unchanged. RRAHs are key elements of the boiler installation as they are responsible for about 10% of total energy exchange in the boiler, however, they require proper control. Neglecting their technical condition can lead to many disadvantageous phenomena like combustion deterioration, a decrease in the mill efficiency, increased consumption of electrical energy by fans and dust removal equipment, and in extreme cases, can bring about a decrease in thermal capacity of the boiler.

**Keywords:** rotary regenerative air heater (RRAH), repair and modernization of RRAHs, energy losses, auxiliary consumption

### Wprowadzenie

Historia powstania regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczy powietrza (ROPP) ma już ponad 100 lat. Podgrzewacz został wynaleziony przez szwedzkiego konstruktora Fredrika Ljungströma. Chory na astmę wynalazca, przebywając w jednej z restauracji, zastanawiał się, jak pozbyć się nadmiaru dymu bez utraty ciepła. Pierwsze komercyjne zastosowanie w instalacji kotłowej nastąpiło w 1922 roku, gdzie zabudowa regeneracyjnego obrotowego podgrzewacza powietrza wpłynęła na obniżenie temperatury spalin za kotłem z 330 do 166°C, a przekazane ciepło do powietrza pozwoliło podnieść jego temperaturę z 40 do 285°C. Odzysk ciepła ze spalin podniósł sprawność kotła z 59 do 74%. Dzięki temu zużycie paliwa zostało ograniczone o około 20%. Próba ta przyczyniła się do popularyzacji rozwiązania Ljungströma, które do dziś stosowane jest na całym świecie [1].

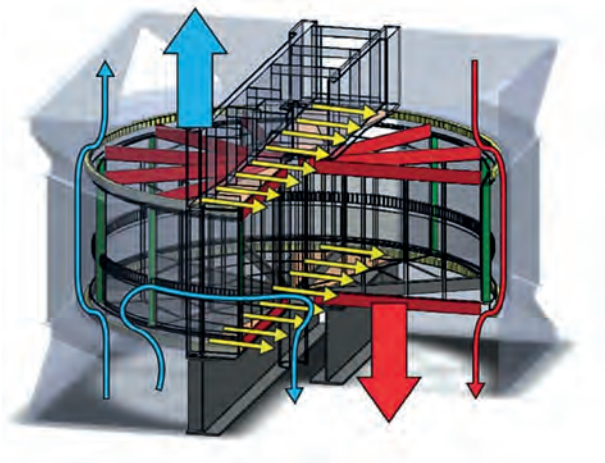
### Zasada działania

Koncepcja wymiennika jest stosunkowo prosta: pakiety blachy umieszczone w obrotowym koszu nagrzewają się w strudze gorących spalin, a następnie poprzez obrót wirnika

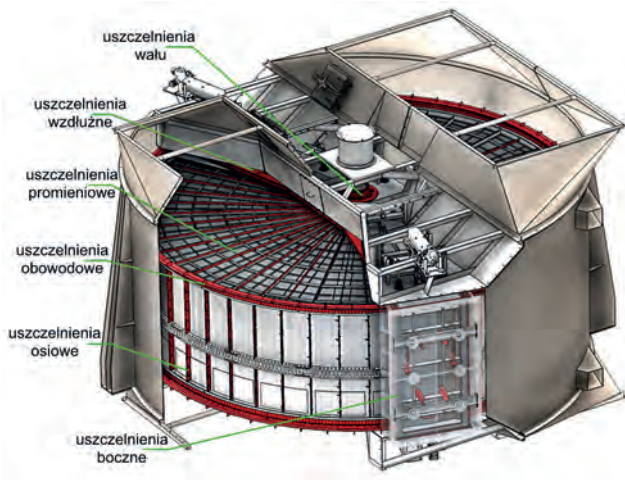
oddają ciepło do powietrza przeznaczonego do spalania. Budowa wymiennika z uwagi na jego charakter pracy jest złożona, gdyż wirnik łączy ze sobą dwa kanały – powietrza, w którym panuje nadciśnienie, oraz spalin, w którym jest podciśnienie. Dodatkowo w trakcie jego pracy dochodzi do odkształceń cieplnych związanych z wysoką temperaturą. Ze względu na rozwiązanie konstrukcyjne oraz charakter pracy naturalną cechą (wadą) takiej instalacji są przecieki powietrza do spalin. Mechanizm przecieków czynników roboczych przedstawiono na rysunku 1.

Aby uniknąć niekontrolowanego ubytku powietrza stosuje się liczne uszczelnienia (rys. 2), tj.: obwodowe, promieniowe, wzdłużne, osiowe i boczne. Dodatkowo regeneracyjny obrotowy podgrzewacz powietrza może być wyposażony w aktywny system uszczelnień, który utrzymuje odpowiedni odstęp pomiędzy elementami uszczelnień w taki sposób, aby maksymalnie ograniczać przecieki przy jednoczesnym wydłużeniu żywotności zapobiegając ścieraniu się zbyt ciasno spasowanych krawędzi. Z uwagi na obrót wirnika i tarcie występujące pomiędzy elementami ograniczającymi przecieki uszczelnienia z czasem ulegają one degradacji, co przekłada się na pogorszenie parametrów pracy wymiennika, wpływając tym samym na całą instalację.





Rys. 1. Mechanizm nieszczelności w regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczu powietrza  
Źródło: [2]



Rys. 2. Uszczelnienia wirnika regeneracyjnego obrotowego podgrzewacza powietrza  
Źródło: [3]

W skrajnych przypadkach w wyniku zużycia elementów uszczelnień ROPP może dojść do zaniżenia mocy cieplnej kotła (w wyniku braku wystarczającej ilości powietrza), zwiększenia ryzyka korozji niskotemperaturowej kanałów spalin, pogorszenia procesu spalania z powodu niewystarczającej temperatury powietrza gorącego i znacznego obciążenia układów odpylania lub też wzrostu emisji.

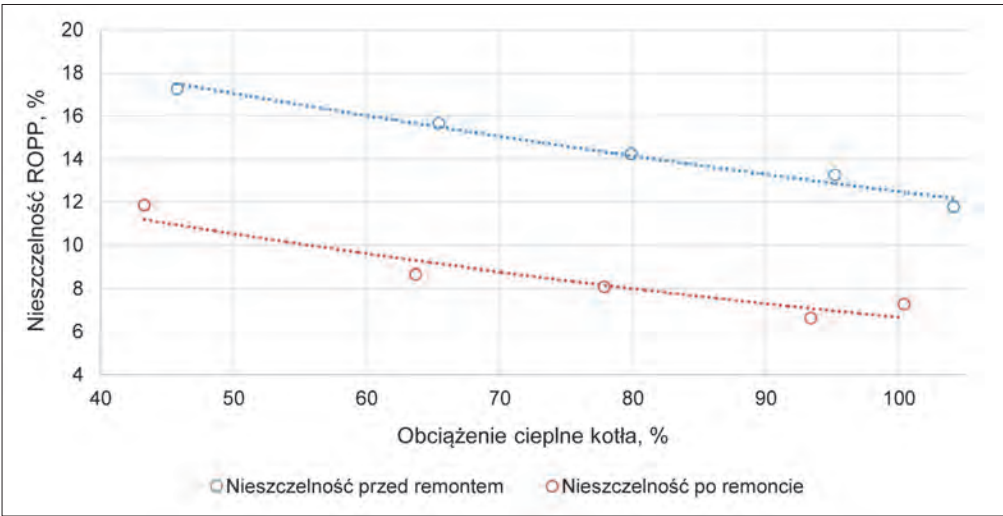
Zysk energetyczny

ROPP jest istotnym elementem instalacji kotłowej, który odpowiada za około 10% całkowitej wymiany ciepła w kotle. Szacuje się, że na każde 25°C podgrzanego powietrza do kotła przypada podniesienie sprawności kotła o 1 p.p., co przy typowych rozważaniach, tj. przy podgrzaniu powietrza z poziomu około 40 do 290°C, podnosi sprawność kotła o 10 p.p.

Analiza wpływu nieszczelności na parametry pracy ROPP została przeprowadzona na podstawie wyników pomiarów [4, 5] sporządzonych przed i po remoncie na kotle o wydajności cieplnej około 1 GW. Wykonano po 5 pomiarów w każdej serii dla różnych obciążeń kotła – od minimalnego do maksymalnego. W trakcie prac modernizacyjnych wymieniono lub naprawiono głównie uszczelnienia ROPP, dokonano również pewnych modyfikacji wpływających na poprawę trwałości elementów. Po zakończonych pracach remontowych przeprowadzona została regulacja oraz optymalizacja systemu uszczelnień.

Na rysunku 3 przedstawiono charakterystyki przecieków w regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczu powietrza z uszczelnieniami aktywnymi, przed oraz po modernizacji.

Kompleksowy remont uszczelnień przyczynił się do obniżenia średniej zawartości tlenu w spalinach za ROPP z 7,0 na 6,2% przy praktycznie identycznej zawartości tlenu w spalinach przed regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczem powietrza wynoszącym średnio około 5,1%. Dzięki temu średnia nieszczelność definiowana według normy ASME [7] została zredukowana z 14,4 do 8,5%, a przeciek powietrza do spalin w całym zakresie obciążeń został zmniejszony z 49,6 do 27,6 kg/s.



Rys. 3. Nieszczelność ROPP w badaniach przed- i poremontowych  
Źródło: opracowanie własne

Tabela 1

Wyniki pomiarów i obliczeń nieszczelności ROPP

Wyszczególnienie			Jednostka	Wartości				
Zadane obciążenie kotła			%	100	95	80	65	45
Przed remontem	Strumień spalin	przed ROPP	kg/s	446,8	422,8	347,4	291,8	257,4
		za ROPP	kg/s	499,4	478,8	396,9	337,4	301,8
	Strumień przecieku		kg/s	52,6	56,0	49,5	45,7	44,4
	Nieszczelność ROPP		%	11,8	13,3	14,2	15,7	17,3
Po remoncie	Strumień spalin	przed ROPP	kg/s	428,6	397,8	324,9	285,9	250,9
		za ROPP	kg/s	459,7	424,1	351,2	310,6	280,7
	Strumień przecieku		kg/s	31,1	26,4	26,3	24,7	29,7
	Nieszczelność ROPP		%	7,3	6,6	8,1	8,6	11,8
Ograniczenie przecieku powietrza			kg/s	21,5	29,7	23,2	21,0	14,7

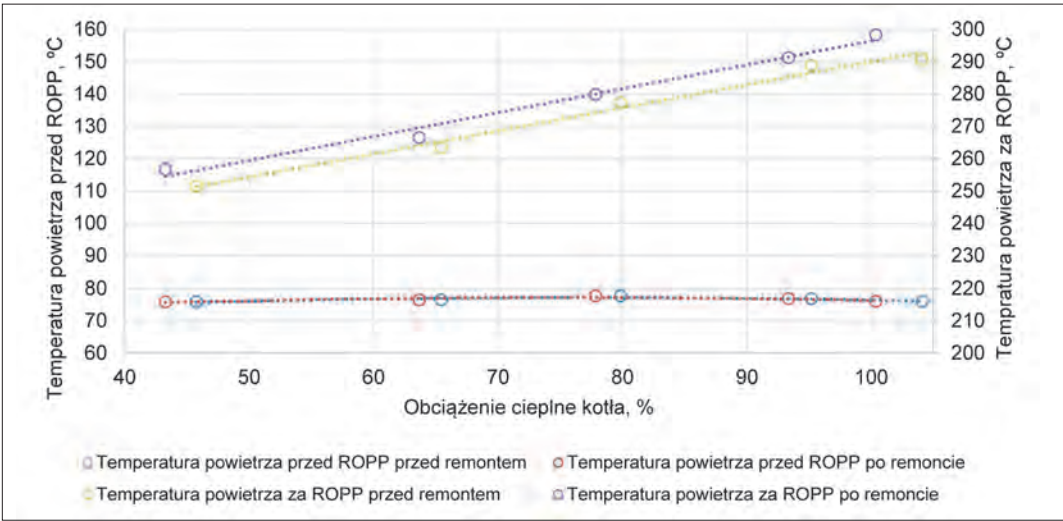
Źródło: opracowanie własne

W wyniku remontu średnia temperatura powietrza gorącego w całym zakresie obciążeń wzrosła z poziomu 274,3 do 278,4°C, przy czym największe zyski obserwuje się przy wysokich obciążeniach kotła, gdzie różnica ta wynosi około 8°C (rys. 4).

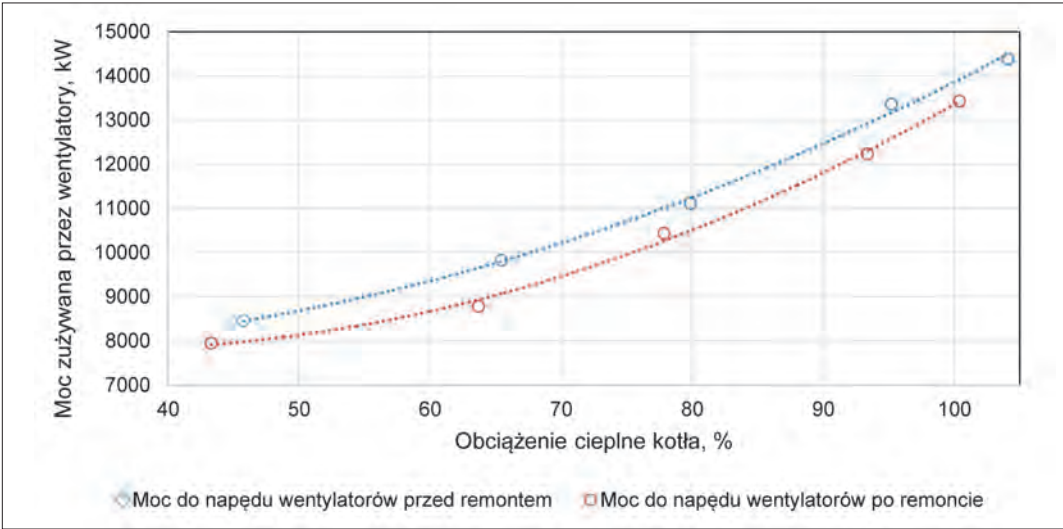
Ograniczenie przecieków powietrza do spalin wpłynęło na zmniejszenie pobieranej mocy przez wentylatory powietrza, które po remoncie pracowały z niższym obciążeniem, zapewniając tę samą ilość powietrza do spalania. Jednocześnie niższy strumień powietrza dodanego do spalin odciążał wentylatory spalin. Zużycie energii elektrycznej zmalało dla całego zakresu obciążeń średnio o około 8% (rys. 5), tym samym sumaryczne obciążenie wentylatorów powietrza i spalin w pomiarach po modernizacji zmniejszyło się o 861 kW.

Oprócz bezpośrednich korzyści z tytułu ograniczenia zużycia mocy przez wentylatory powietrza i spalin zmniejszeniu uległa moc zużywana przez elektrofiltry (EF). Zarówno niższa zawartość tlenu w spalinach, jak i obniżenie strumienia spalin odciążały zespoły zasilające elektrofiltrów, co przedstawiono na rysunku 6.

Seria pomiarowa wykonana po remoncie ROPP wykazała, że zużycie energii elektrycznej przez elektrofiltry jest niższe średnio o 34 kW. Odpowiada to zmniejszeniu zużycia energii

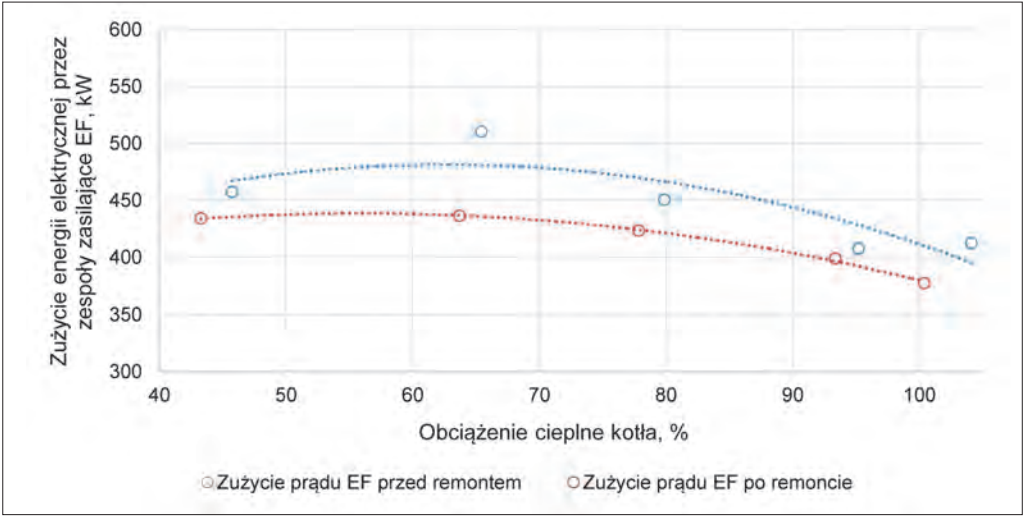


Rys. 4.  
Temperatura powietrza gorącego w badaniach przed- i poremontowych  
Źródło: opracowanie własne



Rys. 5.  
Zużycie energii elektrycznej przez napędy wentylatorów  
Źródło: opracowanie własne

Rys. 6.  
Zużycie energii  
elektrycznej  
przez zespoły  
zasilające elektrofiltrów  
Źródło: opracowanie  
własne



elektrycznej średnio o około 7,5%, mimo większej zawartości popiołu w paliwie po modernizacji (średnio o około 5 p.p.). Wyniki pomiarów zestawiono w tabeli 2.

Zużycie dodatkowej energii w elektrofiltrze w tym przypadku nie było znaczne z uwagi na istotne różnice w zawartościach popiołu w paliwie przed i po remoncie. Jednakże, jak wynika z doświadczeń obiektowych [8], naprawa uszczelnień może ograniczyć moc zużywaną przez elektrofiltr w skrajnych przypadkach nawet o 50%.

Straty energii wynikające z przecieków nie występują tylko na zimnym końcu, gdzie tracone jest głównie ciepło uzyskane w parowych podgrzewaczach powietrza, ale rozlokowane są także w całym wymienniku. Z uwagi na złożony mechanizm przecieków do wyznaczenia straty energii przyjęto uproszczony model. Na podstawie przeprowadzonych badań wyznaczono ilość ciepła utraconego w wyniku przecieku, zgodnie z poniższą ogólną zależnością:

$$\Delta Q_p = \delta V_p \times (t_{swyl} \times c_{p'} - t_{pz} \times c_p)$$

gdzie:

$\Delta Q_p$  – strumień zaoszczędzonego ciepła, kW;

- $\delta V_p$  – zmniejszenie przecieku powietrza w wyniku przeprowadzonego remontu, kg/s;
- $c_{p'}, i c_p$  – ciepło właściwe powietrza przy temperaturze  $t_{swyl}$  i  $t_{pz}$ , kJ/kgK;
- $t_{swyl}$  – temperatura spalin za regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczem powietrza, °C;
- $t_{pz}$  – temperatura powietrza przed parowym podgrzewaczem powietrza (PPP), °C.

Jak wynika z obliczeń, strumień ciepła tracony wraz z przeciekiem powietrza do spalin zmniejszył się od około 1,0 do 2,3 MW. Tabela 3 przedstawia szczegółowe wyniki.

Zyski energii w wyniku ograniczenia przecieków w ROPP przedstawiono w tabeli 4.

Ilość energii zużywanej na poniesienie strat odpowiada, w przeliczeniu, dodatkowemu zużyciu węgla średnio wynoszącemu 0,61 t/h (od 0,38 do 0,83 t/h), co przy średnim zużyciu paliwa w kotle na poziomie 130,3 t/h stanowi około 0,5% całkowitej ilości zużywanego paliwa.

Tabela 2

Wyniki pomiarów i obliczeń zużycia energii przez wentylatory oraz elektrofiltry

Wyszczególnienie		Jednostka	Wartości				
Zadane obciążenie kotła		%	100	95	80	65	45
Przed remonem	Moc zużywana przez wentylatory	kW	14 383	13 356	11 108	9826	8458
	Zawartość popiołu w paliwie	%	14,3	19,7	13,5	23,2	18,2
	Strumień spalin przed elektrofiltrem	kg/s	499,4	478,8	396,9	337,4	301,8
	Moc zużywana przez elektrofiltry	kW	412	407	450	510	457
	Emisja pyłu	mg/m <sup>3</sup>	4	5	6	4	7
Po remoncie	Moc zużywana przez wentylatory	kW	13 428	12 233	10 434	8781	7950
	Zawartość popiołu w paliwie	%	24,2	23,6	21,9	23,4	19,4
	Strumień spalin przed elektrofiltrem	kg/s	459,7	424,1	351,2	310,6	280,7
	Moc zużywana przez elektrofiltry	kW	378	399	423	436	434
	Emisje pyłu	mg/m <sup>3</sup>	5	6	5	4	7
Ograniczenie zużycia mocy elektrycznej przez elektrofiltry		kW	34,6	8,6	27,1	74,1	23,5
Ograniczenie zużycia mocy elektrycznej przez wentylatory		kW	954,7	1123,8	674,3	1044,1	508,1

Źródło: opracowanie własne



Tabela 3

Wyniki pomiarów i obliczeń ograniczenia strat ciepłych w wyniku zmniejszenia przecieku

Wyszczególnienie		Jednostka	Wartości				
Zadane obciążenie kotła		%	100	95	80	65	45
Przed remontem	Temperatura powietrza przed PPP	°C	37	37	37	38	37
	Temperatura spalin za ROPP	°C	115,2	117,2	116,3	112,3	110,1
	Strumień przecieku powietrza do spalin	kg/s	52,6	56,0	49,5	45,7	44,4
	Strata mocy cieplnej w wyniku przecieku	kW	4153	4577	3982	3432	3275
Po remoncie	Temperatura powietrza przed PPP	°C	36	35	36	35	36
	Temperatura spalin za ROPP	°C	123,2	122,0	122,9	121,2	112,2
	Strumień przecieku powietrza do spalin	kg/s	31,1	26,4	26,3	24,7	29,7
	Strata mocy cieplnej w wyniku przecieku	kW	2759	2316	2312	2151	2303
Średnie ciepło właściwe powietrza		kJ/kgK	1,014	1,013	1,013	1,014	1,014
Ograniczenie straty mocy cieplnej w ROPP		kW	1393	2261	1670	1281	972

Źródło: opracowanie własne

Tabela 4

Podsumowanie zysków energii w wyniku zmniejszenia przecieków powietrza w ROPP

Wyszczególnienie	Jednostka	Wartości				
Zadane obciążenie kotła	%	100	95	80	65	45
Ograniczenie zużycia mocy elektrycznej przez wentylatory	kW	955	1124	674	1044	508
Ograniczenie zużycia mocy elektrycznej przez elektrofiltry	kW	35	9	27	74	23
Ograniczenie straty ciepła w ROPP	kW	1393	2261	1670	1281	972
Sumaryczna ilość węgla potrzebna do pokrycia strat <sup>1)</sup>	t/h	0,62	0,83	0,56	0,65	0,38

<sup>1)</sup> Wyznaczono przy założeniu sprawności wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45%, sprawności kotła na poziomie 94% oraz średniej wartości opałowej paliwa na poziomie 21,26 MJ/kg.

Źródło: opracowanie własne

W bilansie strat wywołanych degradacją uszczelnień dominującą jest strata spowodowana ubytkiem powietrza, która stanowi około 62%. Kolejną pod względem wielkości jest strata wynikająca ze zużycia dodatkowej energii elektrycznej do napędu wentylatorów, wynosząca około 36%. Nie należy również zapominać o stracie związanej z dodatkowo zużytą energią przez elektrofiltry, która w tym przypadku wynosiła tylko 2% z uwagi na znacznie większe obciążenie popiołem w pomiarach po remoncie.

Podsumowanie

Regeneracyjne obrotowe podgrzewacze powietrza są obecnie najtańszym dostępnym urządzeniem do odzysku ciepła ze spalin. Są one zdolne do pracy w trudnych warunkach i znacząco wpływają na sprawność cieplną kotła. Jednocześnie często są pomijanym elementem układu powietrze-spaliny w kampaniach remontowych. Utrzymanie uszczelnień ROPP w dobrej kondycji wpływa na ograniczenie energii elektrycznej zużywanej do napędu

wentylatorów, ograniczenie zużycia pary do wstępnego podgrzania powietrza do kotła, ograniczenie zużycia paliwa oraz ograniczenie zużycia energii elektrycznej zużywanej w elektrofiltrach.

W skrajnych przypadkach zaniedbania w zakresie remontów ROPP mogą doprowadzić do pogorszenia spalania wraz z zaniżeniem mocy kotła, przeciążenia wentylatorów, znacznego obciążenia urządzeń odpylających i oczyszczających spaliny oraz szybszego postępowania korozji kanałów i urządzeń instalacji odprowadzania spalin.

PIŚMIENNICTWO

[1] *The Ljungström Air Preheater 1920*, American Society of Mechanical Engineers, Stockholm 21.06.1995, <https://www.asme.org/wwwasmeorg/media/resourcefiles/aboutasme/who%20we%20are/engineering%20history/landmarks/185-ljungstrom-air-preheater.pdf> [dostęp: 23.06.2020].

[2] Witryna internetowa „Power Magazine”: <https://www.powermag.com/air-preheater-seal-upgrades-renew-plant-efficiency/> [dostęp: 1.07.2020]

[3] Witryna internetowa Rotor Zakład Mechaniki Maszyn Sp. z o.o.: <https://www.rotor.lublin.pl> [dostęp: 1.07.2020]

[4] Sprawozdanie z pomiarów referencyjnych i eksploatacyjnych przed modernizacją, opracowanie „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Techniki Ciepłej, Gliwice 2019 (niepubl.).

[5] Sprawozdanie z pomiarów gwarancyjnych i eksploatacyjnych po modernizacji, opracowanie „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Techniki Ciepłej, Gliwice 2020 (niepubl.).

[6] PN-EN 12952-15:2006: *Kotły wodnorurowe i urządzenia pomocnicze – Część 15: Badania odbiorcze*.

[7] ASME PTC 4,3: *Air Heaters. Supplement to Performance Test Code for Steam Generating Units, PTC 4.1*, 1991.

[8] Nycz R., Buganik M., *Modernizacje elektrofiltrów i obrotowych podgrzewaczy powietrza – wspólna ścieżka przepływu spalin, powiązania i zależności w nowych realiach eksploatacji*, XVI Sympozjum Naukowo-Techniczne ENERGETYKA BEŁCHATÓW 2014, Bełchatów 8–10.09.2014.



Jacek Lepich

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.

Zakład Techniki Ciepłej

# Badania wentylatorów i kotłów zgodnie z wymogami dotyczącymi ekoprojektów

## Tests of fans and boilers in accordance with the ecodesign requirements

W artykule przedstawiono genezę dyrektyw i rozporządzeń związanych z ekologią urządzeń i działań w obszarze energetyki, wymagania wynikające z tych dyrektyw dla wentylatorów i kotłów grzewczych oraz wyniki badań tych urządzeń według wymagań dotyczących ekoprojektów. Przedstawiono przykładowe badania wentylatora i kotła grzewczego, które zobrazowały sposób przeprowadzenia pomiarów na wymienionych urządzeniach oraz wykaz wymaganych parametrów dla ekoprojektów. Na przykładach pokazano, czy dany produkt (wentylator i kocioł grzewczy) spełnia kryteria wymogów ekologicznych oraz efektywności energetycznej zawartych w unijnych rozporządzeniach.

**Słowa kluczowe:** ekoprojekt, dyrektywa Ecodesign, badania wentylatora, badania kotła grzewczego, efektywność energetyczna, wymogi emisyjne ekoprojektu

The article presents the genesis of ecology-oriented directives and regulations for equipment and activities in power industry. Moreover, the article includes the requirements for fans and heating boilers specified in these directives as well as the test results according to the ecodesign requirements. Exemplary tests of the fan and the heating boiler are given to illustrate the procedure of measurements performed at the devices and a list of the required parameters for ecodesigns is also included. The examples demonstrate whether the specific product (fan/heating boiler) fulfils the criteria of ecological requirements and energy efficiency included in the EU regulations.

**Keywords:** ecodesign, Ecodesign Directive, fan testing, boiler testing, energy efficiency, ecodesign emission requirements

### Wprowadzenie

Produkty związane z energią mają duży udział w zużyciu zasobów naturalnych i energii. W celu redukcji ich negatywnego wpływu na środowisko uchwalono *Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiającą ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią* [1].

Ma ona przyczynić się do zrównoważonego rozwoju poprzez zwiększenie efektywności energetycznej i poziomu ochrony środowiska przy jednoczesnym zwiększaniu bezpieczeństwa dostaw energii.

Dyrektywa przewiduje ustalenie wymogów, jakie muszą spełniać produkty związane z energią, aby mogły zostać wprowadzone do obrotu lub użytkowania. Producent lub jego autoryzowany przedstawiciel powinien zapewnić przeprowadzenie oceny zgodności produktu, co skutkuje oznakowaniem CE i wydaniem deklaracji zgodności WE.

Dyrektywa 2009/125/WE zobowiązała Komisję Europejską do określenia wymogów dla produktów związanych z energią, które mają dużą sprzedaż i duży potencjał poprawy w zakresie ekologiczności. Wymogi te zostały określone w postaci ekoprojektów.

Poniżej przedstawiono definicje „ekoprojektu”, „wymogów ekoprojektu” oraz „szczególnych wymogów dotyczących ekoprojektu” według Dyrektywy [1].

- „Ekoprojekt” oznacza uwzględnienie aspektów środowiskowych przy projektowaniu produktu w celu poprawy ekologiczności produktu wykorzystującego energię podczas jego całego cyklu życia.
- „Wymóg dotyczący ekoprojektu» oznacza jakikolwiek wymóg związany z danym produktem lub projektem danego produktu, którego celem jest poprawa jego ekologiczności, lub jakikolwiek wymóg dotyczący dostarczania informacji odnoszących się do aspektów środowiskowych danego produktu”.
- „Szczególny wymóg dotyczący ekoprojektu» oznacza określony ilościowo i dający się zmierzyć wymóg dotyczący ekoprojektu, odnoszący się do konkretnego aspektu środowiskowego danego produktu, np. zużycia energii podczas używania”.

W niniejszym artykule przedstawiono założenia ekoprojektów odnoszące się do wentylatorów i kotłów grzewczych. Opisano w nim charakterystykę prac pomiarowych oraz sposoby weryfikacji danych techniczno-ruchowych, które producent urządzenia (kotła, wentylatora) powinien wykonać, aby zapewnić zgodność produktu z obowiązującymi przepisami.

Wymogi określone w postaci ekoprojektów dla wentylatorów oraz kotłów grzewczych odnoszą się do następujących rozporządzeń:

- a) *Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 327/2011 z dnia 30 marca 2011 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów*

dotyczących ekoprojektu dla wentylatorów napędzanych silnikami elektrycznym o poborze mocy od 125 W do 500 kW [2];

- b) Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe [5].

Ekoprojekt dotyczący wentylatorów

Wymagania ekoprojektu dla wentylatorów zostały określone w rozporządzeniu [2].

Jak wykazała wstępna analiza Komisji Europejskiej, wprowadzone na rynek Unii Europejskiej wentylatory o mocach od 125 W do 500 kW w swoim cyklu życia najbardziej oddziałują na środowisko poprzez zużycie przez nie energii elektrycznej.

Zużycie energii elektrycznej w trakcie użytkowania według dyrektywy [1] jest bardzo znaczącym parametrem ekoprojektu związanym z projektem produktu. Dlatego też główną wytyczną ekoprojektu jest poprawienie efektywności energetycznej wentylatorów dzięki zastosowaniu najlepszych rozwiązań technicznych w tym zakresie.

Wymogi dotyczące ekoprojektu odwołują się głównie do wymogów dotyczących sprawności energetycznej wentylatorów napędzanych silnikiem elektrycznym o poborze mocy od

125 W do 500 kW, która jest miarą energooszczędności wentylatorów. Należy ją określić przy pomocy niezawodnych, dokładnych i powtarzalnych metod pomiarowych, uwzględniających powszechnie uznane najnowocześniejsze metody, w tym, o ile to możliwe, zharmonizowane normy przyjęte przez europejskie organy normalizacyjne.

W tabeli 1 przedstawiono wymagania dotyczące minimalnej sprawności energetycznej wentylatorów – etap 2 od dnia 1 stycznia 2015 roku.

Poza wymogami sprawności wentylatory muszą spełniać warunki dotyczące informacji o produkcie – w raporcie z badań musi być zawarta tzw. lista kontrolna.

Oprócz sprawności energetycznej należy wyznaczyć sprawność ogólną, która jest wyliczana z podstawowego wzoru, tj. ze stosunku mocy użytecznej do mocy pobieranej przez silnik wentylatora [2].

Aby wartości sprawności energetycznej zostały spełnione, sprawność ogólna wentylatora musi być większa lub równa docelowej sprawności energetycznej określonej przez współczynnik sprawności.

Badany typ wentylatora uznaje się za zgodny z przepisami niniejszego rozporządzenia, jeżeli średnia sprawność ogólna ( $\eta_e$ ) trzech badanych wentylatorów jest równa co najmniej docelowej sprawności energetycznej  $\cdot 0,9$ , obliczonej ze wzorów zamieszczonych w załączniku II do rozporządzenia [2], z zastosowaniem odpowiednich współczynników sprawności określonych w załączniku I do tego rozporządzenia.

Tabela 1

Wymagania dotyczące minimalnej sprawności energetycznej wentylatorów – etap 2 od dnia 1 stycznia 2015 roku

Typ wentylatora	Kategoria pomiarowa (A–D)	Kategoria sprawności (statyczna/całkowita)	Przedział mocy (P) w kW	Docelowa sprawność energetyczna	Współczynnik sprawności (N)
Wentylator osiowy	A, C	statyczna	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 2,74 \cdot \ln(P) - 6,33 + N$	40
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 0,78 \cdot \ln(P) - 1,88 + N$	
	B, D	całkowita	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 2,74 \cdot \ln(P) - 6,33 + N$	58
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 0,78 \cdot \ln(P) - 1,88 + N$	
Wentylator promieniowy o łopatkach wygiętych do przodu oraz wentylator promieniowy o łopatkach promienistych	A, C	statyczna	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 2,74 \cdot \ln(P) - 6,33 + N$	44
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 0,78 \cdot \ln(P) - 1,88 + N$	
	B, D	całkowita	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 2,74 \cdot \ln(P) - 6,33 + N$	49
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 0,78 \cdot \ln(P) - 1,88 + N$	
Wentylator promieniowy o łopatkach wygiętych do tyłu bez obudowy	A, C	statyczna	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 4,56 \cdot \ln(P) - 10,5 + N$	62
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 1,1 \cdot \ln(P) - 2,6 + N$	
Wentylator promieniowy o łopatkach wygiętych do tyłu w obudowie	A, C	statyczna	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 4,56 \cdot \ln(P) - 10,5 + N$	61
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 1,1 \cdot \ln(P) - 2,6 + N$	
	B, D	całkowita	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 4,56 \cdot \ln(P) - 10,5 + N$	64
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 1,1 \cdot \ln(P) - 2,6 + N$	
Wentylator o przepływie mieszanym	A, C	statyczna	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 4,56 \cdot \ln(P) - 10,5 + N$	50
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 1,1 \cdot \ln(P) - 2,6 + N$	
	B, D	całkowita	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 4,56 \cdot \ln(P) - 10,5 + N$	62
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = 1,1 \cdot \ln(P) - 2,6 + N$	
Wentylator poprzeczny	B, D	całkowita	0,125 ≤ P ≤ 10	$\eta_{target} = 1,14 \cdot \ln(P) - 2,6 + N$	21
			10 < P ≤ 500	$\eta_{target} = N$	

Źródło: [2]



Pomiar wentylatora promieniowego  
na stanowisku badawczym  
według wytycznych ekoprojektu – przykład

Metodykę pomiarów wentylatora zainstalowanego na stanowisku badawczym wykonano na podstawie normy PN-EN ISO 5801 [3]. Strumień czynnika wyznaczono za pomocą ciśnienia różnicowego na zwężce Venturiego na kanale ssawnym wentylatora. Wartości te mierzone były przetwornikiem różnicy ciśnień. Ciśnienia statyczne w przekroju pomiarowym (na ssaniu) oraz w przekroju wlotowym wentylatora mierzono przetwornikami ciśnienia. Ciśnienie otoczenia mierzono przetwornikiem ciśnienia absolutnego.

Temperatury powietrza w wyżej wymienionych miejscach oraz temperaturę otoczenia mierzono bezprzewodowymi termoparami. Wszystkie mierzone ciśnienia i temperatury były podłączone do cyfrowego systemu rejestracji danych.

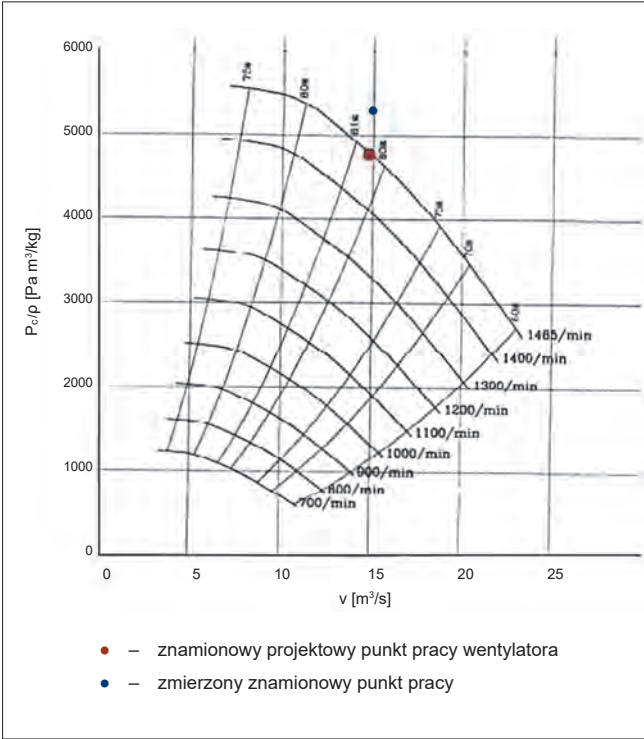
Wielkości elektryczne wentylatora, takie jak: moc, natężenie prądu, napięcie oraz częstotliwość sieci, mierzone były za pomocą cęgowego analizatora mocy.

Prędkość obrotową mierzono tachometrem elektronicznym.

Stanowisko badawcze wentylatora zostało wykonane według normy PN-EN ISO 5801.

Strumień czynnika na zwężce pomiarowej wyliczono w programie TNFlow 3.12 według normy PN-EN ISO 5167:2005 [4].

Obliczenia sprawności wentylatora wykonano według normy PN-EN ISO 5801.



Rys. 1. Charakterystyka fabryczna wentylatora (wyznaczona na stanowisku badawczym) z naniesionym zmierzonym znamionowym punktem pracy  
Źródło: opracowanie własne

Tabela 2  
Wyniki pomiarów i obliczeń punktu pracy wentylatora

Wyszczególnienie	Wymiar	Pomiar wentylatora
Ciśnienie otoczenia	hPa	979
Gęstość czynnika w warunkach normalnych	kg/m³	1,293
Prędkość obrotowa wirnika wentylatora	obr./min	1485
Temperatura czynnika w przekroju pomiarowym (na ssaniu)	°C	2,9
Gęstość czynnika w przekroju pomiarowym (na ssaniu)	kg/m³	1,154
Ciśnienie statyczne w przekroju pomiarowym (na ssaniu)	Pa	-6332
Ciśnienie dynamiczne w przekroju pomiarowym (na ssaniu)	Pa	4681
Strumień objętościowy przepływu czynnika w przekroju pomiarowym	m³/s	14,96
Strumień objętościowy przepływu czynnika w przekroju pomiarowym dla warunków normalnych	m <sub>n</sub> <sup>3</sup> /h	48 192
Wydajność wentylatora	m³/s	14,96
Temperatura czynnika w przekroju wlotu	°C	2,4
Ciśnienie statyczne w przekroju wlotu	Pa	-6068
Ciśnienie dynamiczne w przekroju wlotu	Pa	451,1
Gęstość czynnika w przekroju wlotu	kg/m³	1,162
Temperatura czynnika w przekroju wylotu	°C	9,0
Ciśnienie statyczne w przekroju wylotu	Pa	0
Ciśnienie dynamiczne w przekroju wylotu	Pa	525,4
Gęstość czynnika w przekroju wylotu	kg/m³	1,210
Śpiętrzenia statyczne	Pa	6068
Śpiętrzenia dynamiczne	Pa	74,4
Śpiętrzenie całkowite	Pa	6143
Współczynnik ściśliwości		0,978
Moc na wale	kW	108,9
Sprawność wentylatora (na wale)	%	82,56
<b>Sprawność ogólna wentylatora</b>	%	<b>77,81</b>
Moc silnika elektrycznego pobrana z sieci	kW	114,1
Napięcie	V	381
Natężenie prądu	A	201,0
Sprawność silnika elektrycznego	%	95,4
Sprawność zespołu wentylator-silnik	%	78,8
<b>Wydajność przeliczona na parametry znamionowe</b>	m³/s	<b>14,97</b>
<b>Śpiętrzenie całkowite przeliczone na parametry znamionowe</b>	Pa	<b>4796</b>
<b>Moc na wale przeliczona na parametry znamionowe</b>	kW	<b>85,1</b>
Niepewność względna dla zredukowanej wydajności	%	1,9
Niepewność względna dla zredukowanego spiętrzenia całkowitego	%	1,2
Niepewność względna dla zredukowanej mocy na wale	%	1,6
Niepewność względna sprawności	%	2,8

\* Zmierzony punkt pracy przeliczono na parametry znamionowe, czyli na stałą gęstość projektową wynoszącą 0,9 kg/m³ i prędkość obrotową badanego wentylatora równą 1486 obr./min.  
Źródło: opracowanie własne

Według wymagań rozporządzenia [2] dotyczących minimalnej sprawności energetycznej dla badanego wentylatora docelową sprawność energetyczną (statyczną) wyznacza się ze wzoru umieszczonego w tabeli 1:

$$\eta_{\text{target}} = 1,1 \times \ln(P) - 2,6 + N = 60,6\%$$

gdzie:

- $\eta_{\text{target}}$  – docelowa sprawność energetyczna (statyczna), %;
- $\ln(P)$  – logarytm naturalny z wartości mocy pobieranej przez silnik wentylatora;
- $N$  – współczynnik sprawności.

Jak widać sprawność ogólna badanego wentylatora (77,81%) jest większa od docelowej sprawności energetycznej (60,6%), więc warunek minimalnej sprawności został spełniony.

Model wentylatora jest zgodny z przepisami rozporządzenia [2], ponieważ spełniona jest zależność:

$$\eta_o \geq 0,9 \times \eta_{\text{target}}$$

gdzie:

- $\eta_o$  – sprawność ogólna wentylatora, %.

W raporcie z badań wymagany jest opis produktu – lista kontrolna wentylatora, która zawiera wymienione poniżej punkty.

1. Sprawność ogólna ( $\eta_o$ ) – wyznaczona z pomiarów: 77,8%. Sprawność wentylatora ( $\eta$ ) – według danych projektowych w punkcie znamionowym: 81,0%.
2. Zidentyfikowanie według klasyfikacji pomiarowej stosowanej do określenia sprawności energetycznej (A–D): C – oznacza konfigurację, w której pomiary wykonuje się przy przewodzie powietrznym przyłączonym do wlotu wentylatora oraz wolnym wylocie.
3. Zidentyfikowanie według kategorii sprawności (czy wyliczana była z ciśnień statycznych czy całkowitych): statyczna.
4. Współczynnik sprawności w punkcie optimum sprawności energetycznej:  $N = 72$  (wartość tabelaryczna wzięta z [2]).
5. Sprawność wentylatora nie zakłada wykorzystania regulacji zmiennoobrotowej (za pomocą przemiennika częstotliwości), falownik nie jest zintegrowany z wentylatorem (choć ten typ wentylatora może być przystosowany do współpracy z falownikiem).
6. Rok produkcji: 2017.
7. Nazwa lub znak handlowy producenta, numer rejestru handlowego oraz miejsce produkcji: wentylator promieniowy.
8. Numer produktu nadany przez producenta: -.

Tabela 3

Porównanie po przeliczeniu na stałą gęstość wynoszącą 0,9 kg/m³ i prędkość obrotową równą 1486 obr./min

Parametr	Parametry znamionowe	Parametry pomiarowe
Moc znamionowa, kW	110	85
Natężenie przepływu czynnika, m³/s	14,7	14,97
Śpiężenie całkowite, Pa	4721	4796

\* W tabeli podano moc na wale przeliczoną na parametry znamionowe, moc pobierana przez silnik wentylatora wynosiła 114 kW.  
Źródło: opracowanie własne

9. Porównanie znamionowych parametrów pracy, tj. mocy silnika, natężenia przepływu i śpiężenia całkowitego czynnika wentylatora z parametrami pomiarowego znamionowego punktu. Porównanie to po przeliczeniu na stałą gęstość wynoszącą 0,9 kg/m³ i prędkość obrotową równą 1486 obr./min przedstawiono w tabeli 3.
10. Prędkość obrotowa przy optymalnym punkcie pracy: 1485 obr./min.
11. „Współczynnik charakterystyczny” (spręż): 1,07.
12. Informacje istotne dla ułatwienia demontażu, recyklingu lub usuwania po zakończeniu eksploatacji – wentylator posiada instrukcję demontażu (która jest odwrotnością instrukcji montażu), natomiast brak jest informacji w dokumentacji na temat jego recyklingu po zakończeniu eksploatacji.
13. Informacje istotne dla celów zminimalizowania wpływu na środowisko i zapewnienia optymalnej długości życia urządzenia, tj. uwagi dotyczące instalacji, eksploatacji i obsługi technicznej wentylatora – według dokumentacji techniczno-ruchowej wentylatora.
14. Opis dodatkowych elementów wykorzystanych do wyznaczenia sprawności energetycznej wentylatora, takich jak kanały, które nie są opisane w kategorii pomiarowej i nie są dostarczone z wentylatorem.  
Wymiary kanałów, w których zamontowane były króćce pomiarowe:  
a) przekrój kanału w miejscu pomiaru przepływu: 0,16 m²,  
b) przekrój króćca ssawnego: 0,50 m²,  
c) przekrój króćca tłocznego: 0,48 m².

Ekoprojekt dotyczący kotłów grzewczych

Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe [5] ustanawia wymogi ekoprojektu dotyczące wprowadzania do obrotu i do użytkowania kotłów na paliwo stałe o znamionowej mocy cieplnej 500 kW lub mniejszej, w tym kotłów wchodzących w skład zestawów zawierających kocioł na paliwo stałe, ogrzewacze dodatkowe, regulatory temperatury i urządzenia słoneczne.

Szczegółowe wymagania stawiane przez rozporządzenie [5]

- Od dnia 1 stycznia 2020 roku kotły na paliwo stałe muszą spełniać następujące wymogi:
- sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń dla kotłów o znamionowej mocy cieplnej 20 kW lub mniejszej nie może być mniejsza niż 75%;
  - sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń dla kotłów o znamionowej mocy cieplnej przekraczającej 20 kW nie może być mniejsza niż 77%;
  - emisje cząstek stałych dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać 40 mg/m³ w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa oraz 60 mg/m³ w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa;

- emisje organicznych związków gazowych (OGC) dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać 20 mg/m<sup>3</sup> w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa oraz 30 mg/m<sup>3</sup> w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa;
- emisje tlenku węgla (CO) dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać 500 mg/m<sup>3</sup> w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa oraz 700 mg/m<sup>3</sup> w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa;
- emisje tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) wyrażone jako ekwiwalent dwutlenku azotu, dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać 200 mg/m<sup>3</sup> w przypadku kotłów na biomasę oraz 350 mg/m<sup>3</sup> w przypadku kotłów na paliwa kopalne;
- emisje cząstek stałych, organicznych związków gazowych, tlenku węgla i tlenków azotu, podanych w rozporządzeniu [5], wyraża się w standardowych warunkach jako suche spaliny przy zawartości tlenu (O<sub>2</sub>) wynoszącej 10% i w standardowych warunkach w temperaturze 0°C i przy ciśnieniu wynoszącym 1013 millibarów;
- w przypadku kotła na paliwo stałe wymagania [5] muszą zostać spełnione dla paliwa zalecanego i dowolnego innego odpowiedniego paliwa;
- oprócz wymogów unijnego rozporządzenia kotły grzewcze dopuszczone do sprzedaży na polskim rynku muszą spełniać wymagania krajowego *Rozporządzenia Ministra Rozwoju i Finansów z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe* [6] oraz *Rozporządzenia Ministra Przedsiębiorczości i Technologii z dnia 21 lutego 2019 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe* [7].

Zgodnie z rozporządzeniem [7] sprawność cieplna kotła na paliwo stałe przy znamionowej mocy cieplnej nie powinna być mniejsza niż:

- 87% – dla kotłów o znamionowej mocy cieplnej nie większej niż 100 kW;
- 89% – dla kotłów o znamionowej mocy cieplnej większej niż 100 kW.

Potwierdzenie spełniania granicznych wartości sprawności cieplnej kotłów jest dokonywane przy uwzględnieniu normy PN-EN 303-5:2012 [8].

Oprócz wymaganych sprawdzonych parametrów kotła w raporcie z badań powinny być zawarte również wymagania dotyczące informacji o produkcie (kotle) według wytycznych zawartych w rozporządzeniu [5].

**Pomiar kotła grzewczego  
według wytycznych ekoprojektu – przykład**

Pomiar kotła na paliwo stałe z automatycznym zasypem paliwa o mocy 19 kW wykonano według wytycznych normy PN-EN 303-5:2012. W kotle spalano węgiel o sortymencie groszek.

Według normy PN-EN 303-5 wykonano następujące pomiary wielkości w sposób jednorazowy:

- pobranie próbki paliwa i wyznaczenie na jej podstawie analizy skróconej (wartość opałowa, zawartość popiołu, wilgoci i siarki w paliwie),
- masy doprowadzonego paliwa,
- zawartości części palnych w popiele,
- temperatury powierzchni zewnętrznych (przy mocy znamionowej podczas typowych warunków pracy).

Poniżej wymienione wielkości ustalono na podstawie pomiarów ciągłych i zamieszczono w sprawozdaniu:

- moc cieplna (wartość wyliczona z przepływu i temperatury wody),
- temperatura wody wylotowej,
- temperatura wody na powrocie,
- temperatura otoczenia,
- temperatura spalin wylotowych,
- ciśnienie spalin,
- zawartość O<sub>2</sub> lub CO<sub>2</sub> w spalinach,
- zawartość CO w spalinach,
- zawartość OGC,
- zawartość pyłu w spalinach (pomiar nieciągły według normy PN-EN 303-5),
- zużycie energii pomocniczej.

Tabela 4

Podsumowanie wymogów dotyczących kotłów grzewczych

Oznaczenie		Rozporządzenie z dnia 28.04.2015 roku	Rozporządzenie z dnia 21.02.2019 roku (Polska)	Norma PN-EN 303-5:2012
Sezonowa efektywność energetyczna	≤20 kW	≥75%	brak wymagań	
	>20 kW	≥77%		
Sprawność kotła	≤100 kW	brak wymagań	≥87%	
	>100 kW		≥89%	
Emisje	pył, mg/m <sup>3</sup>	ręczne podawanie paliwa	60	
		automatyczne podawanie paliwa	40	
	OGC, mg/m <sup>3</sup>	ręczne podawanie paliwa	30	
		automatyczne podawanie paliwa	20	
	CO, mg/m <sup>3</sup>	ręczne podawanie paliwa	700	
		automatyczne podawanie paliwa	500	
	NO <sub>x</sub> , mg/m <sup>3</sup>	biomasa	200	brak wymagań

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5, 7, 8]



Opierając się na zmierzonych wartościach wykonano obliczenia sprawności i strat kotła grzewczego przy pomiarze dla jego pracy z mocą znamionową i minimalną.

Wyliczona sprawność użytkowa została wykorzystana w dalszych obliczeniach sezonowej efektywności energetycznej ( $\eta_s$ ), która oznacza wyrażany w % stosunek zapotrzebowania na ogrzewanie pomieszczeń w określonym sezonie grzewczym, zapewniane przez kocioł na paliwo stałe, do rocznego zużycia energii wymaganej do zaspokojenia tego zapotrzebowania.

Sezonową efektywność energetyczną wyznacza się z następującego wzoru [5]:

$$\eta_s = \eta_{son} - F(1) - F(2) + F(3)$$

gdzie:

$\eta_{son}$  – sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń w trybie aktywnym, wyrażana w procentach i obliczana dla kotła z automatycznym podawaniem paliwa zgodnie z poniższym wzorem:

$$\eta_{son} = 0,85 \times \eta_p + 0,15 \times \eta_n$$

F(1) – strata sezonowa efektywności energetycznej ogrzewania pomieszczeń ze względu na skorygowany udział czynników związanych z regulatorami temperatury, F(1) = 3%;

F(2) – negatywny udział zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne w sezonowej efektywności energetycznej ogrzewania pomieszczeń, wyrażany w % i obliczany dla kotła z automatycznym podawaniem paliwa zgodnie z poniższym wzorem:

$$F(2) = 2,5 \times (0,15 \times e_{l,max} + 0,85 \times e_{l,min} + 1,3 \times P_{sb}) / (0,15 \times P_n + 0,85 \times P_p);$$

F(3) – pozytywny udział sprawności elektrycznej kotłów kogeneracyjnych na paliwo stałe w sezonowej efektywności energetycznej ogrzewania pomieszczeń, wyrażany w % i obliczany w następujący sposób:

$$F(3) = 2,5 \times \eta_{el,n}$$

Opis użytych w powyższych wzorach symboli oraz obliczenia sezonowej efektywności energetycznej zestawiono w tabeli 5.

Ponieważ  $86 \geq 75\%$  warunek sezonowej efektywności energetycznej został spełniony.

W tabeli 6 przedstawiono obliczenia wymogów emisyjnych ekoprojektu dla badanego kotła grzewczego.

Na podstawie tabeli 6 można stwierdzić, że wszystkie wartości emisyjne badanego kotła grzewczego spełniają wymogi ekoprojektu.

Tabela 5

Obliczenia sezonowej efektywności energetycznej badanego kotła grzewczego

Oznaczenie	Symbol	Jednostka	Wartość
Sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń	$\eta_s$	%	86
Sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń w trybie aktywnym	$\eta_{son}$	%	91,38
Strata sezonowej efektywności energetycznej ogrzewania pomieszczeń	F(1)	%	3,00
Negatywny udział zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne	F(2)	%	1,95
Pozytywny udział sprawności elektrycznej kotłów kogeneracyjnych	F(3)	%	0,00
Sprawność użytkowa kotła grzewczego dla mocy minimalnej	$\eta_p$	%	89,74
Sprawność użytkowa kotła grzewczego dla mocy maksymalnej	$\eta_n$	%	91,67
Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby własne dla mocy maksymalnej	$e_{l,max}$	kW	0,09
Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby własne dla mocy minimalnej	$e_{l,min}$	kW	0,04
Pobór mocy w trybie czuwania	$P_{sb}$	kW	0,003
Maksymalne ciepło użytkowe z kotła	$P_n$	kW	17,71
Minimalne ciepło użytkowe z kotła	$P_p$	kW	4,55
Sprawność elektryczna (liczona dla kogeneracji)	$\eta_{el}$	%	0

Źródło: opracowanie własne

Emisje dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń ( $E_s$ ) w postaci, odpowiednio, cząstek stałych, organicznych związków gazowych, tlenku węgla i tlenków azotu, oblicza się w następujący sposób:

- 1) w przypadku kotłów na paliwo stałe z ręcznym podawaniem paliwa, które można eksploatować przy 50-procentowej znamionowej mocy cieplnej w trybie ciągłym, oraz w przypadku kotłów na paliwo stałe z automatycznym podawaniem paliwa:

$$E_s = 0,85 \times E_{s,p} + 0,15 \times E_{s,n}$$

Tabela 6

Zestawienie parametrów emisyjnych badanego kotła grzewczego

Zmierzone parametry emisyjne spalin (stężenia substancji)				Parametry emisyjne spalin przeliczone na 10% tlen		Emisja sezonowa (Es)	Kryteria	Spełnienie wymagań ekoprojektu
Pył	mg/m <sup>3</sup>	28,7	18,1	19,1	14,2	15	≤40	spełnia
CO	mg/m <sup>3</sup>	95,9	166,3	63,7	130,5	120	≤500	spełnia
NO <sub>x</sub>	mg/m <sup>3</sup>	303,9	235,2	201,7	184,5	187	≤350	spełnia
OGC	mg/m <sup>3</sup>	2,1	1,9	1,4	1,5	1	≤20	spełnia

Źródło: opracowanie własne

- 2) w przypadku kotłów na paliwo stałe z ręcznym podawaniem paliwa, które można eksploatować przy znamionowej mocy cieplnej nieprzekraczającej 50% w trybie ciągłym, oraz w przypadku kogeneracyjnych kotłów na paliwo stałe:

$$E_s = E_{s,n}$$

gdzie:

$E_{s,p}$  – emisje, odpowiednio, cząstek stałych, organicznych związków gazowych, tlenku węgla i tlenków azotu, mierzone – stosownie do przypadku – przy 30 lub 50% znamionowej mocy cieplnej;

$E_{s,n}$  – emisje, odpowiednio, cząstek stałych, organicznych związków gazowych, tlenku węgla i tlenków azotu, mierzone przy znamionowej mocy cieplnej.

## Wady i zalety ekoprojektu

Jako główne korzyści ekoprojektów można wymienić:

- zunifikowanie rynku wentylatorów i kotłów grzewczych na terenie Wspólnoty Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG);
- poznanie potencjału energetycznego wentylatorów i kotłów grzewczych na terenie Wspólnoty;
- możliwość poprawy efektywności energetycznej i ekologiczności wymienionych produktów;
- promowanie wspólnego europejskiego podejścia do weryfikacji danych projektowych;
- możliwość weryfikacji rzeczywistej sprawności wentylatorów oraz sezonowej efektywności energetycznej kotłów grzewczych przez niezależne laboratorium;
- uzyskanie przez producenta certyfikatu dla urządzenia;
- przyszłościowe stworzenie bardzo dużej bazy danych przez organy nadzoru ekoprojektu, która umożliwiłaby swobodne wyszukiwanie produktów o wymaganych przez inwestora parametrach.

Jako główne wady ekoprojektu można wskazać:

- brak przymusowego obowiązku wykonywania testów (w przypadku wentylatorów);
- niejednoznaczne wytyczne dotyczące norm, według których mają być wykonywane pomiary;
- brak objęcia ekoprojektem wentylatorów o mocach powyżej 500 kW, które mogłyby być dużym potencjałem do poprawienia aspektów środowiskowych;
- nieinformowanie organu nadzoru o gotowości wprowadzenia produktu na rynek.

## Podsumowanie

W artykule przedstawiono genezę dyrektyw związanych z ekologią urządzeń i działań w obszarze energetyki, wymagania wynikające z tych dyrektyw dla wentylatorów i kotłów grzewczych oraz wyniki badań tych urządzeń według wymagań ekoprojektów.

Pokazano zalety i wady dostosowania się do wytycznych ekoprojektów. Przedstawione przykładowe badania wentylatora i kotła grzewczego zobrazowały sposób przeprowadzenia pomiarów na wymienionych urządzeniach oraz wykaz wymaganych przez rozporządzenia parametrów. Na przykładach pokazano, czy dany produkt (wentylator i kocioł grzewczy) spełnia kryteria wymogów ekologicznych oraz efektywności energetycznej.

Na podstawie wyników badań przeprowadzona zostaje procedura weryfikacji do celów nadzoru rynku. Badane urządzenie, które producent wyrobu zamierza wprowadzić na rynek wewnętrzny Wspólnoty EOG, powinno spełniać wymagania ekoprojektów. Jeśli wyniki badań urządzeń nie dotrzymywałyby kryteriów weryfikacji, uznaje się, że badany model nie spełnia wymagań rozporządzenia i nie powinien zostać dopuszczony do sprzedaży.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiającej ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią, Dz.Ur.UE L 285.
- [2] Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 327/2011 z dnia 30 marca 2011 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla wentylatorów napędzanych silnikiem elektrycznym o poborze mocy od 125 W do 500 kW, Dz.Ur.UE L 90.
- [3] PN-EN ISO 5801:2008: Wentylatory przemysłowe. Badanie charakterystyk działania na stanowiskach znormalizowanych.
- [4] PN-EN ISO 5167:2005: Pomiary strumienia płynu za pomocą zwężek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym – Część 2: kryzy.
- [5] Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących Ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe. Dz.Ur.UE L 193.
- [6] Rozporządzenia Ministra Rozwoju i Finansów z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe, Dz.U., poz. 1690.
- [7] Rozporządzenie Ministra Przedsiębiorczości i Technologii z dnia 21 lutego 2019 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe, Dz.U., poz. 363.
- [8] PN-EN 303-5:2012: Kotły grzewcze na paliwa stałe z ręcznym i automatycznym zasypem paliwa o mocy nominalnej do 500 kW. Terminologia, wymagania, badania i oznakowanie.
- [9] Zuloaga F., Ruiz N., Transformatory mocy i wentylatory przemysłowe: Podsumowanie wyników projektu INTAS, grudzień 2018, [https://fewe.pl/wp-content/uploads/2019/04/INTAS\\_D5.4\\_Summary\\_Web\\_PL.pdf](https://fewe.pl/wp-content/uploads/2019/04/INTAS_D5.4_Summary_Web_PL.pdf) [dostęp: 21.07.2020].



Dr inż. Artur Jasiński  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Chemii i Diagnostyki

## Uszkodzenia i diagnostyka zasuw instalacji wysokoprężnych

### Damage and diagnostics of gate valves of HP installations

W instalacjach przemysłowych oraz rurociągach ogólnego przeznaczenia powszechnie montowane są zasuw. Ich zadaniem jest doprowadzanie lub odcinanie przepływu mediów, takich jak: woda i ścieki, para wodna, gazy, ropa, oleje, spaliny i inne. W zależności od konstrukcji instalacji, parametrów pracy i rodzaju medium montuje się je w pozycji poziomej lub pionowej poprzez połączenia kołnierzowe, kielichowe, gwintowe lub spawane. W zależności od napędu rozróżniamy zasuw z napędem ręcznym, elektrycznym, pneumatycznym lub hydraulicznym, a ich sterowanie może być ręczne lub automatyczne. Prawidłowe wytworzenie, montaż i eksploatacja nie powinny stanowić zagrożenia dla osób i otoczenia. Jeśli jednak zasuw są stosowane i eksploatowane niewłaściwie lub posiadają wady wytwórcze, mogą w skrajnych przypadkach stanowić ogromne zagrożenie. Artykuł poświęcony jest najczęściej spotykanym uszkodzeniom zasuw.

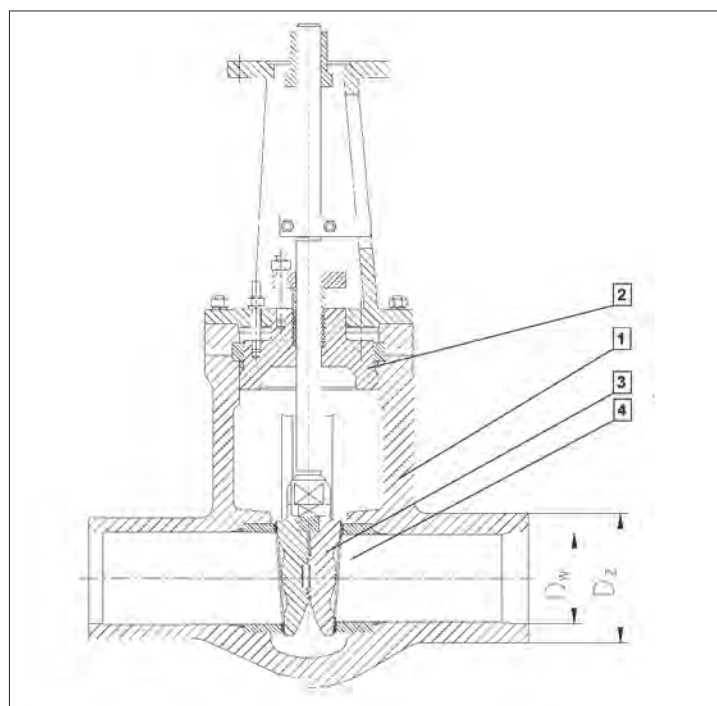
**Słowa kluczowe:** diagnostyka materiałowa, zasuw, armatura odcinająca, rurociągi parowe, rurociągi wodne, instalacje energetyczne, mechanizmy niszczenia

Gate valves are elements commonly mounted in industrial installations and general purpose pipelines. Their objective is to deliver or cut off the flow of media, for example, water and wastewater, water vapour, petroleum, gas, oil, flue gas and others. Depending on the construction of the installation, operating parameters and medium, gate valves are mounted in a horizontal or vertical position by means of flange / socket / threaded or welded connections. Gate valves can have manual, electrical, pneumatic or hydraulic actuators. They can be operated manually or automatically. Their proper production, assembly and use should not cause any danger to people or the environment. However, if gate valves are used in an improper way or contain manufacturing defects, in extreme cases, they can create a huge hazard. The article focuses on the most common damage to gate valves.

**Keywords:** material diagnostics, gate valves, cut-off fittings, steam pipelines, water pipelines, power installations, damage mechanisms

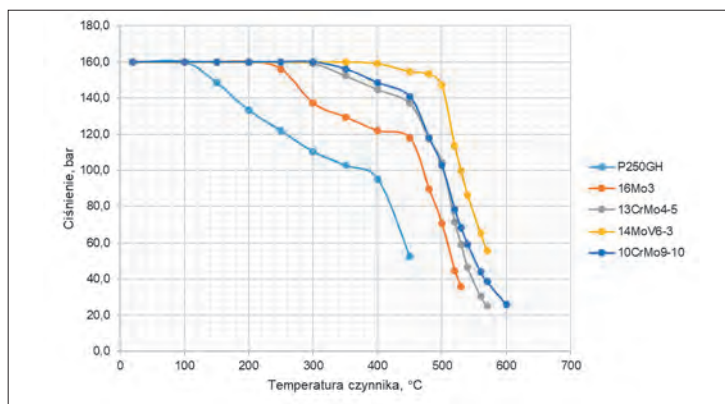
#### Wprowadzenie

Większość zasuw stosowanych powszechnie w instalacjach rurociągów wysokoprężnych ma przekrój cylindryczny i mogą one pracować zarówno na rurociągu usytuowanym poziomo, jak i pionowo. Zadaniem zasuw jest doprowadzanie lub odcinanie dopływu medium. Przekrój wewnętrzny zasuw powinien być zbliżony do przekroju rury, z którą jest połączona. Dzięki temu czynnik przepływający napotyka tylko nieznaczny opór. Charakterystyczną cechą zasuw jest prostoliniowy przepływ czynnika. Zasuw pracują w warunkach całkowitego otwarcia lub są całkowicie zamknięte. Za pomocą zasuw nie reguluje się ilości przepływającego czynnika – do tego celu służy armatura regulująca. Gabaryty i sposób wykonania zasuw dobierane są w zależności od cech instalacji, dla której mają być zastosowane. W przypadku instalacji wysokoprężnych w energetyce mamy do czynienia z zasuwami odcinającymi przepływ przez poszczególne fragmenty instalacji na trasie rurociągów pomiędzy kotłami a turbinami oraz np. stacjami redukcyjno-schładzającymi. Wielkości kadłubów są uzależnione od parametrów pracy (ciśnienie, temperatura) oraz materiału, z jakich są wykonane. Pozycja robocza zasuw może być ustalana w sposób ręczny lub automatyczny.



Rys. 1. Zasuwa wysokociśnieniowa  
1 – kadłub, 2 – pokrywa samouszczelniająca, 3 – klin, 4 – siedisko  
Źródło: [4]





Rys. 2. Najwyższe ciśnienie robocze w zależności od temperatury czynnika dla różnych materiałów kadłuba zasuw dla PN = 160 barów

Źródło: [1]

Obecnie najczęściej stosowanymi materiałami na kadłuby, pokryw i kliny zasuw wysokociśnieniowych w energetyce są stale kute, w gatunkach: P250GH, 16Mo3, 13CrMo4-5, 10CrMo9-10, 14MoV6-3, 15NiCu-MoNb5 i X10CrMoVNb9-1 oraz stale odlewane, w gatunkach: GP240GH, G20Mo5, G17CrMo5-5, G17CrMoV5-10 i GX5CrNiMo19-11-2. W przeszłości korpusy zasuw były głównie odlewami z L17HMF – z tego materiału wykonana jest większość długo eksploatowanych zasuw. Pierścienie kadłuba oraz klina wykonywane są głównie ze stali, natomiast na uszczelnienie stosowanym powszechnie materiałem jest grafit. Przykładowe zastosowania materiałów na kadłuby zasuw dla konkretnych zakresów temperatur czynnika oraz ciśnienia dla PN = 160 barów pokazano na rysunku 2.

## Typowe uszkodzenia

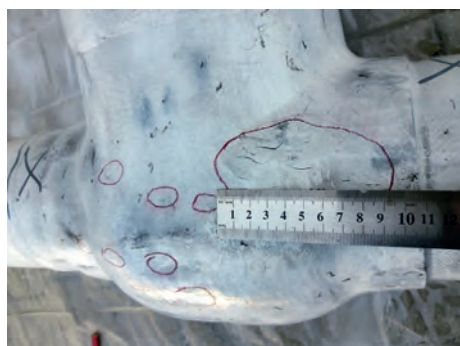
Przy zapewnieniu prawidłowego montażu i eksploatacji armatury przemysłowa nie powinna stanowić zagrożenia dla osób i otoczenia. Jednakże jeśli jest stosowana i eksploatowana niewłaściwie lub posiada wady wytwórcze może w skrajnych przypadkach stanowić

ogromne zagrożenie [3]. Podobnie jak w przypadku innych elementów instalacji wysokociśnieniowych istnieje szereg przyczyn powstawania uszkodzeń na elementach zasuw. Typowe w pierwszym okresie eksploatacji są wady produkcyjne nieusunięte na etapie prefabrykacji elementów oraz wady powstałe podczas montażu. Ze względu na grubościenną konstrukcję zasuw istotnym powodem powstawania uszkodzeń w trakcie eksploatacji jest zbyt szybkie nagrzewanie i chłodzenie lub nagłe uderzenie ciśnienia, które może spowodować utratę szczelności zasuwy. Dlatego też wskazane jest, aby szybkości nagrzewania i ochładzania zasuwy mieściły się w zakresie 3–6°C na minutę.

Tego typu wady, zwłaszcza jeśli są powierzchniowe, z reguły wykrywane są dość szybko i stosunkowo łatwo je usunąć (rys. 3, 4).

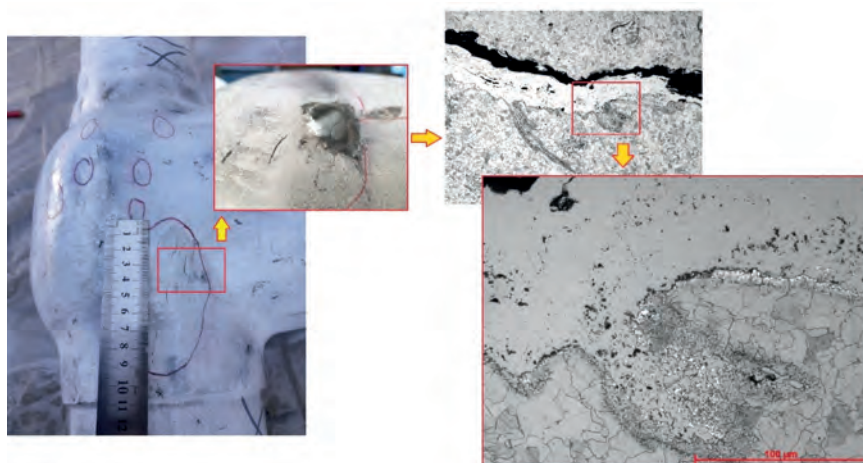
Stosowanymi powszechnie metodami badań powierzchniowych są badania magnetyczno-proszkowe (MT) lub penetracyjne (PT). Po pierwszym okresie eksploatacji zaleca się wykonanie badania całej powierzchni zewnętrznych korpusów w celu eliminacji tych wad. O ile ich rozmiary na początkowym etapie nie są duże, to w trakcie eksploatacji mogą się ze sobą łączyć i w konsekwencji doprowadzić do poważniejszych uszkodzeń.

Przeprowadzone badania metalograficzne niszczące próbek pobranych z okolic uszkodzeń zasuwy (rys. 3) wykazały, że w ich warstwie przypowierzchniowej znajdują się liczne wady materiałowe w postaci rozwarstwień, jam oraz zawinięć materiału (rys. 6, 7). Uszkodzenia tego typu, w szczególności zawinięcia, powstają gdy część materiału płynie w czasie kucia w niewłaściwym kierunku, tworząc wybrzuszenie, które następnie zostaje wprasowane w materiał. Wady tego typu są trudne do stwierdzenia w czasie kucia, widoczne stają się dopiero po usunięciu wierzchniej warstwy materiałowej i oczyszczeniu odkuwki.



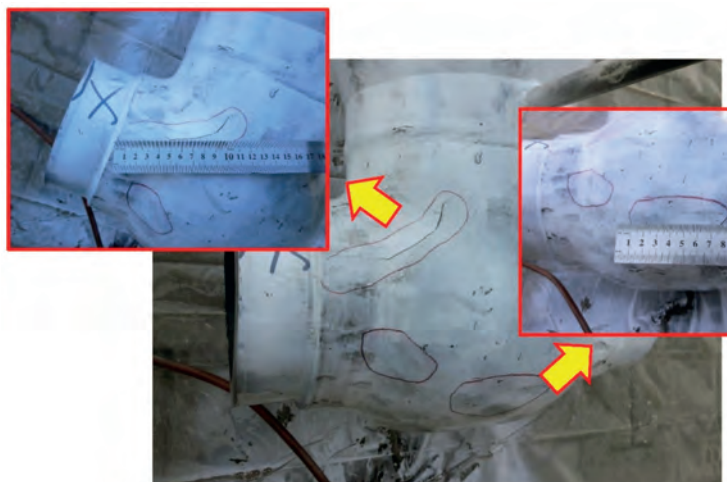
Rys. 3. Liczne wskazania linowe o długości 10–20 mm umiejscowione w środkowej i dolnej części korpusu zasuw, wykryte po około pięciu latach eksploatacji; materiał 13CrMo4-5, temperatura robocza ( $T_r$ ) = 490°C, ciśnienie robocze ( $p_r$ ) = 72,5 bara

Źródło: [2]

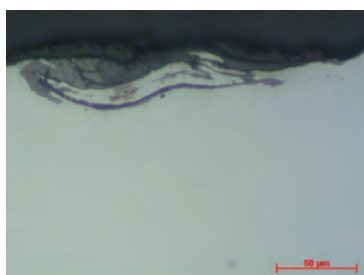


Rys. 4. Wyniki badań metalograficznych metodą replik wykonanych w strefie wykrytej nieciągłości podczas badań nieniszczących MT, wykryte po około pięciu latach eksploatacji. W obrębie głównej nieciągłości widoczne wady w postaci rzadzin materiału; materiał 13CrMo4-5,  $T_r$  = 490°C,  $p_r$  = 72,5 bara

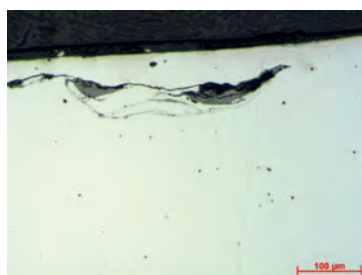
Źródło: [2]



Rys. 5. Liczne wskazania linowe umiejscowione w środkowej części korpusu o długości dochodzącej od 100 mm, wykryte po około pięciu latach eksploatacji; materiał 13CrMo4-5,  $T_r = 490^\circ\text{C}$ ,  $p_r = 72,5$  bara  
Źródło: [2]

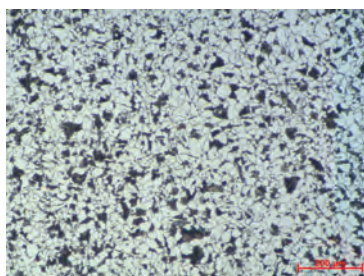


Rys. 6. Nieciągłości materiałów w strefie przypowierzchniowej korpusu zasuw po około 5-letniej eksploatacji. Zgład nietrawiony  
Źródło: [2]

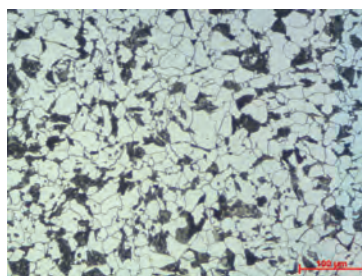


Rys. 7. Nieciągłości materiałów w strefie przypowierzchniowej korpusu zasuw po około 5-letniej eksploatacji. Zgład nietrawiony  
Źródło: [2]

W przypadku przedstawionych korpusów zasuw po około 5-letnim okresie eksploatacji (rys. 3–7) możliwość dalszej eksploatacji pod względem materiałowym potwierdziły badania metalograficzne mikroskopowe (rys. 8, 9) oraz badania wytrzymałościowe.



Rys. 8. Struktura materiału zasuw po około 5-letnim okresie eksploatacji. Regularna budowa perlitu i ferrytu. Struktura odpowiada materiałowi rodzimemu dla danego gatunku stali. Brak makro- i mikropęknięć  
Źródło: [2]



Rys. 9. Struktura materiału zasuw po około 5-letnim okresie eksploatacji. Regularna budowa perlitu i ferrytu. Struktura odpowiada materiałowi rodzimemu dla danego gatunku stali. Brak makro- i mikropęknięć  
Źródło: [2]

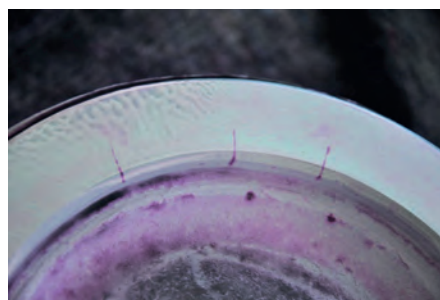
W badanych obszarach poza warstwą wierzchnią nie stwierdzono innych wad materiałowych, w tym makro- i mikropęknięć. Struktura materiałów jest jednorodna i odpowiada stanowi struktury w stanie wyjściowym.

Zdecydowanie większą ilość wad produkcyjnych obserwuje się w przypadku korpusów kutych. Wynika to z ograniczonych możliwości ingerencji w proces odlewania. Wady na powierzchni zewnętrznej korpusów zasuw są widoczne praktycznie przez cały okres eksploatacji. Bardzo często wady podpowierzchniowe ujawniają się w pierwszym stadium eksploatacji elementów, natomiast wady zalegające głębiej mogą uwidocznić się dopiero po wieloletniej eksploatacji. Warunkiem bezpiecznej eksploatacji są okresowe rewizje, w trakcie których wykonywane są badania mające na celu wykrycie i, o ile jest to możliwe, usunięcie takich wskazań, przy zachowaniu zdolności przenoszenia zakładanych obciążeń przez poszczególne elementy.

Równie często spotykanymi wadami zasuw są wady na wewnętrznej powierzchni, zwłaszcza na przylgach oraz powierzchniach uszczelniających klina. Wady te występują po długoletniej eksploatacji i podobnie jak inne wady powierzchniowe łatwo je stwierdzić wykonując badania defektoskopowe MT lub PT (rys. 10–12).



Rys. 10. Wnętrze zasuw rurociągu parowego w trakcie wykonywania badań penetracyjnych; materiał L15HM,  $T_r = 510^\circ\text{C}$ ,  $p_r = 110$  barów  
Źródło: [2]



Rys. 11. Wskazania na siedlisku zasuw po około 150 tys. godzin eksploatacji; materiał L15HM,  $T_r = 510^\circ\text{C}$ ,  $p_r = 110$  barów  
Źródło: [2]





Rys. 12. Wskazania na powierzchni uszczelniającej klina zasuwy po około 150 tys. godzin eksploatacji; materiał L15HM,  $T_r = 510^\circ\text{C}$ ,  $p_r = 110$  barów  
Źródło: [2]

W przypadku usuwania wskazań na wewnętrznych powierzchniach roboczych zasuw trzeba pamiętać o tym, że jednym z podstawowych zadań zasuw w instalacjach rurociągowych jest odcięcie przepływu medium, a więc powierzchnie muszą do siebie idealnie pasować, aby były maksymalnie szczelne.

Diagnostykę zasuw prowadzi się profilaktycznie w celu wyeliminowania ryzyka powstania uszkodzeń stwarzających zagrożenie dla życia i zdrowia pracowników obsługi oraz mogących w skrajnych przypadkach spowodować znaczne straty materialne. Na rysunku 13 przedstawiono zasuwę po 30 latach eksploatacji, która uległa poważnej awarii w trakcie normalnej eksploatacji. Na skutek uszkodzenia nastąpiło oderwanie fragmentu z wrzecionem i odrzucenie go na odległość kilkudziesięciu metrów, odkształcenie rurociągu (wygięcie o  $180^\circ$ ) oraz zniszczenie infrastruktury w okolicach awarii [3].



Rys. 13. Ogólny widok uszkodzonej zasuwy po 30 latach eksploatacji. Całkowicie oddzielona w wyniku pęknięcia część szyjki zasuwy przyłożona do korpusu na czas sporządzania dokumentacji fotograficznej. Widoczny przebieg pęknięcia; materiał P240GH,  $T_r = 38^\circ\text{C}$ ,  $p_r = 255$  barów  
Źródło: [2]

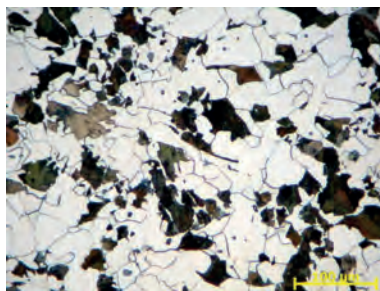
Z uwagi na fakt, iż na instalacji, z której pochodziła ta zasuwa, zamontowanych było kilkadziesiąt podobnych zasuw, przeprowadzono szczegółowe badania, aby określić przyczyny powstania awarii oraz niezbędne działania pozwalające uniknąć podobnych zdarzeń w przyszłości. Analiza wykonanych badań zasuwy pokazała, że pęknięcie doraźne, czyli oddzielenie się górnego fragmentu szyjki od reszty korpusu zasuwy, miało przebieg wieloetapowy i zostało zapoczątkowane w górnym narożu rowka na sprężynującym pierścieniu uszczelniającym (ang. *gasket retainer ring*), w obszarze ubytku korozyjnego. Badania makro- i mikroskopowe wykazały, że wżery powstały najprawdopodobniej w wyniku korozji szczelinowej związanej z zaleganiem wody w szczelinach między pierścieniem uszczelniającym a powierzchnią rowka. Uaktywnienie procesu korozji przebiegało w okresach odstawienia rurociągu (temperatura korpusu podczas eksploatacji wyklucza możliwość utrzymywania się wilgoci wewnątrz rowka). Przebiegającym latami procesom korozyjnym w pewnym stopniu mogła sprzyjać różnorodność materiałów i różnicowanie struktury pierścienia uszczelniającego oraz korpusu zasuwy (różnica potencjałów) [2, 3].



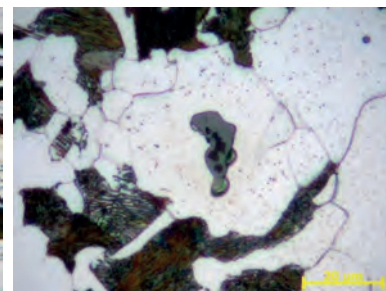
Rys. 14. Ubytki korozyjne w rowku występujące na powierzchni przylgowej oraz w narożach rowka uszkodzonej zasuwy jak na rysunku 13. Na górze (prawy górny róg zdjęcia) widoczny fragment przełomu  
Źródło: [2, 3]



Rys. 15. Przebieg przełomu doraźnego uszkodzonej zasuwy jak na rysunku 13  
Źródło: [2, 3]



Rys. 16. Materiał korpusu uszkodzonej zasuwy jak na rysunku 13. Struktura ferrytyczno-perlityczna o zróżnicowanej wielkości ziaren. Zgład trawiony. Powiększenie ~200x  
Źródło: [2, 3]



Rys. 17. Materiał korpusu uszkodzonej zasuwy jak na rysunku 13. Struktura ferrytyczno-perlityczna o zróżnicowanej wielkości ziaren. Widoczne wydzielenia fazy węglkowej wewnątrz ziaren ferrytu. Zgład trawiony. Powiększenie ~1000x  
Źródło: [2, 3]



W trakcie badań zaobserwowano, że po zainicjowaniu pęknięcie rozwijało się w dwie strony: w kierunku ucha zasuw szczelina pęknięcia znacznie zwiększała swoją głębokość, a w kierunku przeciwnym pęknięcie ulegało zanikowi. Wynikało to z charakteru konstrukcji zasuw i związanym z tym nierównomiernym rozkładem naprężeń na obwodzie szyjki korpusu podczas eksploatacji. Największy poziom naprężeń w czasie pracy na pełnych parametrach występował w obrębie uszu, a z dala od nich malał. Po osiągnięciu powierzchni krytycznej pęknięcia nastąpił gwałtowny przełom i oddzielenie się części szyjki od korpusu zasuw. Pomiary grubości ścianki wewnątrz rowka wykazały różnicowanie grubości na obwodzie. Po stronie zainicjowania pęknięcia ścianka korpusu była cieńsza. Różnica między grubością ścianki w obszarze zainicjowania pęknięcia a przeciwną stroną obwodu wynosiła ok. 3,5 mm [2, 3].

Dodatkowo materiał korpusu uszkodzonej zasuw wykazywał różnicowanie własności plastycznych na obwodzie szyjki. Poziom własności plastycznych (wydłużenie i przewężenie) był znacząco niższy w miejscu zainicjowania pęknięcia niż po przeciwnej stronie obwodu. Ponadto materiał korpusu charakteryzowała niska udatność w temperaturze pokojowej (ok. 3,3 dJ/cm<sup>2</sup> po stronie zainicjowania pęknięcia i ok. 4,3 dJ/cm<sup>2</sup> po stronie przeciwnej obwodu). Również twardość materiału wykazywała nieznacznie wyższy poziom po stronie zainicjowania pęknięcia [2, 3].

## Podsumowanie

Zasuw są powszechnie stosowane w instalacjach przemysłowych. Ich stan techniczny znacząco wpływa na pracę poszczególnych układów, a ich ewentualne rozszczelnienie, powstałe w wyniku uszkodzenia korpusu, stwarza realne zagrożenie. W przypadku instalacji wysokotemperaturowych i wysokociśnieniowych uszkodzenie może doprowadzić do awarii stanowiących poważne zagrożenie dla pracowników obsługi. Awarie te często występują w obszarze innych urządzeń obsługiwanych przez pracowników. Z tego względu utrzymywanie armatury na tych instalacjach w odpowiednim stanie technicznym jest bezwzględnie konieczne.

W przypadku zasuw na utratę możliwości eksploatacyjnych mogą wpływać wady powstałe na etapie wytwarzania, błędy eksploatacyjne, niewłaściwe zastosowanie i zużycie eksploatacyjne. Bardzo ważne jest przeprowadzanie – poza standardowymi oględzinami, w ramach rewizji okresowych długo eksploatowanych zasuw – szczegółowego przeglądu i badań nieniszczących wewnątrz rowka na pierścieni uszczelniających (badania wizualne i magnetyczne, pomiary grubości ścianki i pomiary twardości). W przypadku stwierdzenia wżerów korozyjnych lub pęknięć zasuw należy naprawiać lub wymieniać. W czasie postępu należy zabezpieczać zasuw przed zaleganiem wilgoci wewnątrz szczelin między powierzchnią rowka a pierścieniem uszczelniającym. W przypadku zasuw wytwa-

rzanych w latach 70. i 80. ubiegłego wieku należy również mieć na uwadze możliwe różnicowanie własności mechanicznych materiału korpusu, które w znaczący sposób może wpłynąć na ich trwałość eksploatacyjną.

Zasuw, jako składowa część instalacji, powinny być poddawane okresowym badaniom diagnostycznym. W przypadku instalacji podlegających UDT są one przeprowadzane w ramach okresowych rewizji. Zakres badań wykonywanych w ramach rewizji uzależniony jest od czasu eksploatacji, rodzaju rewizji i historii eksploatacji. Wytyczne UDT [5] częściowo obejmują swoim zakresem armaturę, w tym zasuw. Zawierają one wymagane zakresy badań między innymi dla zasuw, w tym np. badania metalograficzne metodą replik (minimum 3–5 obszarów w zależności od rodzaju i wielkości elementu) [5]. Standardowo w ramach rewizji powinno się wykonywać przynajmniej dokładne oględziny wizualne zewnętrznej i wewnętrznej powierzchni oraz badania defektoskopowe korpusów od strony zewnętrznej i wewnętrznej.

Wieloletnie doświadczenia w zakresie diagnostyki na krajowych obiektach energetycznych pokazują, że niestety nie zawsze takie badania są obowiązkowe i nie ma jednoznacznych standardów określających, jak należy profesjonalnie podejść do tematu zasuw. Biorąc pod uwagę zagrożenia mogące powstać w wyniku uszkodzenia zasuw oraz fakt, że ogromna liczba krajowych instalacji energetycznych pracuje kilkadziesiąt lat, konieczne wydaje się wypracowanie wytycznych w zakresie przeglądów i diagnostyki zasuw.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Karta katalogowa: *Zasuwa Wysokociśnieniowa Typ ZST160*, Fabryka Armatury Przemysłowej WAKMET Sp.j., wyd. 1/2012, [https://wakmet.com.pl/sites/default/files/karty%20katalogowe/07100\\_ZST160%20POL\\_0.pdf](https://wakmet.com.pl/sites/default/files/karty%20katalogowe/07100_ZST160%20POL_0.pdf) [dostęp: 22.07.2020].
- [2] Sprawozdania i wyniki prac pomiarowych, opracowania „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Chemii i Diagnostyki, Gliwice 2010–2018 (niepubl.).
- [3] Jasiński A., *Po pęknięciu. Rozerwanie zasuw na tłoczeniu pompy wody kotlewej w zakładzie chemicznym*, „Chemia Przemysłowa” 2013, nr 2.
- [4] Karta katalogowa: *Zasuw Wysokociśnieniowe DN50 - DN250*, „Chemar Armatura Sp. z o.o.”, wyd. 2, kwiecień 2008.
- [5] Wytyczne Urzędu Dozoru Technicznego nr 1/2015: *Zasady diagnostyki i oceny trwałości eksploatacyjnej elementów kotłów i rurociągów pracujących w warunkach pełzania*, Warszawa 2015.



Michał Kwiecień  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Chemii i Diagnostyki

# Bezpieczeństwo eksploatacji kotła w aspekcie zużycia powierzchni ogrzewalnych

## Boiler operation safety in relation to heating surface wear-out

W artykule opisano podstawowe zagrożenia związane z eksploatacją kotłów w aspekcie zużycia powierzchni ogrzewalnych. Przedstawiono przykłady awarii, które powiązane były z procesami korozji wysokotemperaturowej oraz przekraczaniem temperatury czynnika obiegowego. Przedstawiono wyniki badań oraz analiz rur z powierzchni ogrzewalnych, które uległy awarii. Zwrócono uwagę na konieczność monitorowania temperatury czynnika obiegowego przez służby eksploatacyjne. Zaproponowano działania prewencyjne, które mają na celu ograniczenie awaryjności kotłów.

**Słowa kluczowe:** korozja wysokotemperaturowa, erozja, procesy niszczenia, biomasa, osady, pełzanie

The article presents basic threats to operation of boilers in relation to heating surface wear-out and gives examples of failure connected with high-temperature corrosion processes and the exceeded cycle medium temperature. The article provides the corresponding results of testing and analysis of pipes whose heating surfaces have been subject to failure. It is pointed out that operational staff should monitor cycle medium temperature. Some preventive measures are offered to reduce failure rate of boilers.

**Keywords:** high-temperature corrosion, erosion, damage processes, biomass, sludge, creeping

### Wprowadzenie

Bezpieczeństwo eksploatacji kotłów energetycznych to szerokie zagadnienie, w którego zakres wchodzi wiele czynników wpływających na stan techniczny eksploatowanych urządzeń. Wraz z upływem czasu następuje stopniowe zużycie elementów ciśnieniowych kotłów zarówno tych krytycznych, jak np. walczak, jak i służących wymianie ciepła, które mają bezpośredni kontakt z gazami i popiołami pochodzącymi z procesu spalania paliwa. Niezależnie od typu kotła, stosowanego paliwa czy parametrów pracy na powierzchni ogrzewalnej kotłów wpływają procesy korozyjne oraz erozyjne, które prowadzą do uszkodzeń tych elementów.

Niektóre awarie mogą być spowodowane błędami konstrukcyjnymi lub montażowymi wynikającymi z niskiego poziomu kultury technicznej lub niedotrzymania reżimów związanych z obróbką cieplną połączeń spawanych. Żywotność rur ekranowych oraz węzownic przegrzewaczy pary uzależniona jest również od przestrzegania parametrów roboczych kotłów, a więc właściwie prowadzonej eksploatacji. Przekraczanie parametrów roboczych czynnika obiegowego prowadzi z reguły do przedwczesnego zużycia rur oraz zmniejszenia dyspozycyjności urządzeń wytwórczych. Istotny jest również skład spalin oddziałujących na powierzchnie zewnętrzne rur. Bardzo często przyczyny awarii związane są z występowaniem w tym samym czasie kilku procesów niszczenia.

W niniejszym artykule skoncentrowano się głównie na korozji wysokotemperaturowej, która jest zjawiskiem powszechnie występującym w kotłach, oraz na przekraczaniu temperatury czynnika obiegowego, które związane jest z nieprawidłową eksploatacją kotła.

### Korozja wysokotemperaturowa

Materiały, z których wykonuje się elementy wymiany ciepła, takie jak rury ekranowe czy węzownice przegrzewaczy pary, narażone są na długotrwałe oddziaływanie wysokiej temperatury oraz szeregu procesów korozyjnych i erozyjnych. Zagrożenia procesami korozyjnymi mogą występować na skutek styczności materiału rur z gazami spalinowymi od strony zewnętrznej, natomiast od strony wewnętrznej na skutek oddziaływania wody kotłowej lub pary.

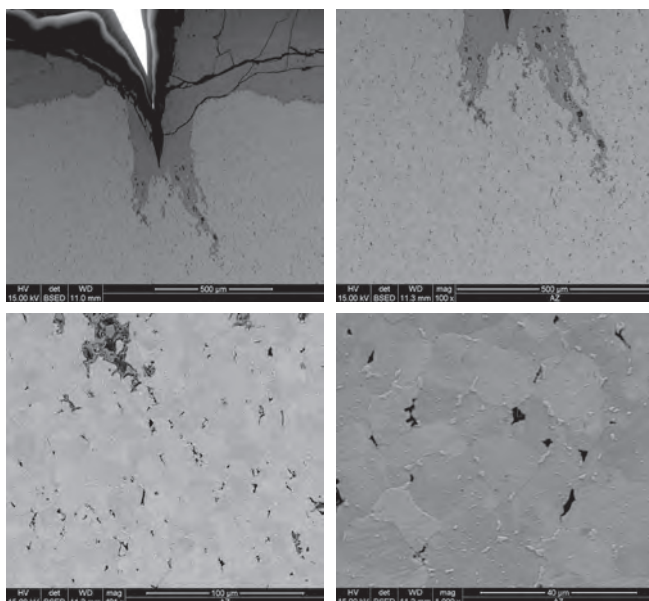
W zależności od rodzaju powierzchni ogrzewalnej oraz od środowiska pracy w danym rejonie kotła mogą występować różne zjawiska korozyjne. Jednym z podstawowych zjawisk korozyjnych, jakie zachodzą na powierzchniach ogrzewalnych kotłów, a w szczególności na rurach przegrzewaczy pary, jest korozja wysokotemperaturowa. Wywołują ją agresywne składniki, takie jak: siarka, sól, chlor czy wanad. Dodatkowo tworzące się na powierzchniach wewnętrznych i zewnętrznych osady przyspieszają proces niszczenia rur poprzez ograniczenie wymiany ciepła pomiędzy ścianką rury a czynnikiem roboczym, jakim jest w tym przypadku para.

Na rysunku 1 przedstawiono rurę przegrzewacza pary II stopnia z kotła typu OP-140, która uległa uszkodzeniu z powodu procesów korozji wysokotemperaturowej. Przeprowadzona analiza wykazała obecność na powierzchni zewnętrznej, w szczególności w bliskim sąsiedztwie perforacji rury, licznych wżerów korozyjnych oraz penetrację produktów korozji w głąb materiału rury (rys. 2). Nastąpiło również pocienienie ścianki o ok. 25% w stosunku do grubości znamionowej.



Rys. 1. Uszkodzona rura ( $\phi$  31,8x4,0 – 10CrMo910) przegrzewacza pary II stopnia kotła typu OP-140 na skutek oddziaływania procesu korozji wysokotemperaturowej  
Źródło: [1]

Dodatkowym czynnikiem sprzyjającym rozwojowi procesów korozyjnych jest również bardzo duża ilość osadów wewnętrznych kształtująca się w analizowanym przypadku na poziomie  $1460 \text{ g/m}^2$ . Sprzyjało to ograniczeniu wymiany ciepła pomiędzy materiałem rury a czynnikiem roboczym, co ostatecznie doprowadziło do braku możliwości przenoszenia obciążeń pochodzących od medium roboczego.



Rys. 2. Struktura materiału uszkodzonej rury ( $\phi$  31,8x4,0 – 10CrMo910) przegrzewacza pary II stopnia kotła typu OP-140 w bezpośrednim sąsiedztwie perforacji. Widoczna penetracja produktów korozji w głąb materiału rury. Widoczne mikrouszkodzenia na granicach ziaren  
Źródło: [1]

Procesy korozyjne następują najczęściej w kotłach, w których jako paliwo podstawowe stosuje się biomasę. Wykorzystanie tego typu paliwa prowadzi często do zmniejszenia żywotności powierzchni ogrzewalnych. Dotyczy to kotłów zaprojektowanych do spalania biomasy, jak i poddanych konwersji. Podczas spalania biomasy może dochodzić do reakcji niskotopliwych półpłynnych eutektyk, które powodują, że procesy korozyjne mogą przebiegać bardzo intensywnie prowadząc do uszkodzenia rur w relatywnie krótkim czasie. Głównym sprawcą korozji w tym przypadku jest chlor oraz związki chloru z metalami alkalicznymi: NaCl oraz KCl, których temperatura topnienia wynosi odpowiednio  $774$  i  $802^\circ\text{C}$ . Dodatkowo w przypadku obecności w spalinach związków siarki dochodzić będzie do intensyfikowania procesów korozyjnych.

Na rysunku 3 przedstawiono powierzchnię przegrzewacza grodziowego z kotła BFB-180, gdzie podstawowym paliwem jest biomasa. Kocioł ten powstał w wyniku konwersji kotła OP-230 do spalania biomasy, przy czym układ przegrzewaczy pozostał bez zmian.



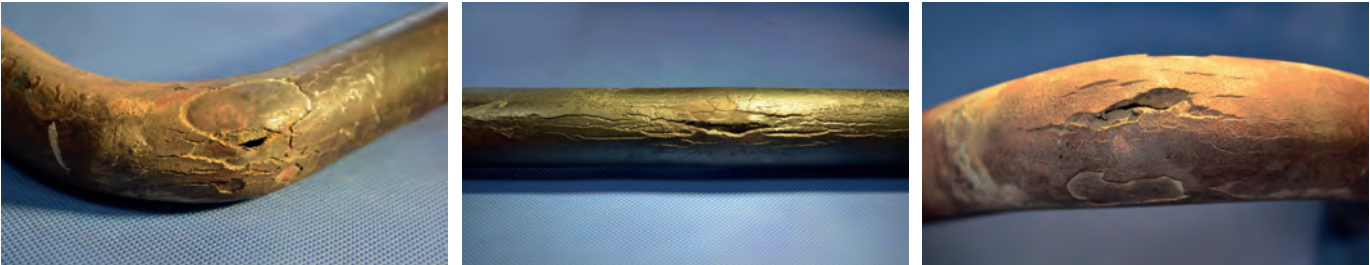
Rys. 3. Uszkodzona rura ( $\phi$  31,8x4,0 – 10CrMo910) przegrzewacza pary II stopnia kotła typu OP-140 na skutek oddziaływania procesu korozji wysokotemperaturowej  
Źródło: [1]

W wyniku spalania biomasy na tzw. części gorącej przegrzewacza powstały znaczące ubytki grubości. Przeprowadzone analizy wykazały, że ubytki grubości węzownic mogą dochodzić nawet do  $0,6\text{--}0,7 \text{ mm}$  na rok. Oznacza to drastyczne skrócenie czasowych możliwości eksploatacyjnych oraz wzmożoną awaryjność przegrzewacza.

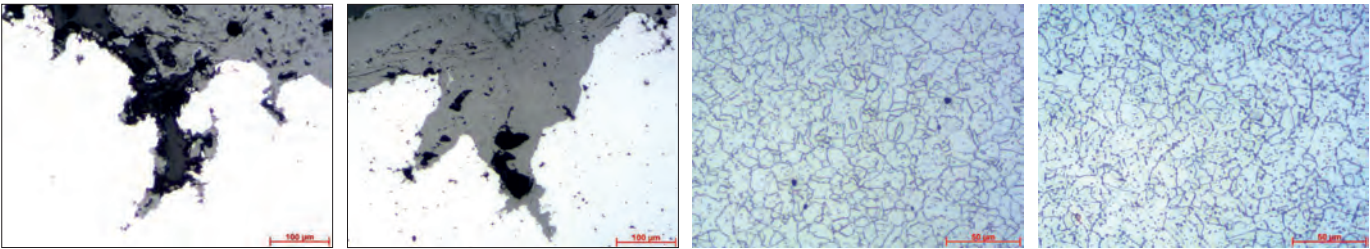
### Przekraczanie parametrów pracy czynnika roboczego

Uszkodzenia rur węzownic często związane są z przekraczaniem dopuszczalnej temperatury pracy. Jako przykład przedstawiono węzownice przegrzewacza pary III stopnia z kotła OP-140, gdzie oprócz procesów korozji wysokotemperaturowej wystąpiło przekroczenie rzeczywistych parametrów roboczych temperatury





Rys. 4. Uszkodzone rury ( $\phi$  31,8x7,0 – 10CrMo910) przegrzewacza pary III stopnia kotła typu OP-140  
Źródło: [1]



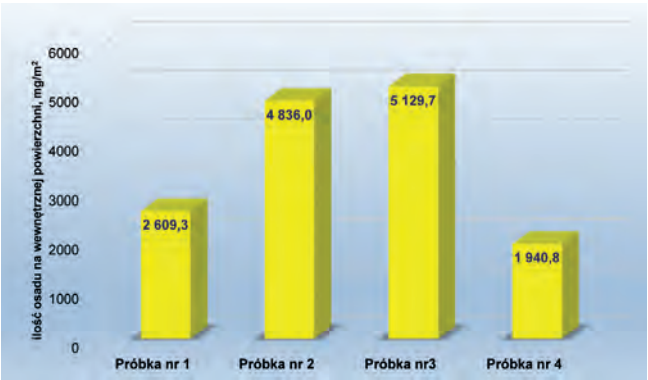
Rys. 5. Struktura materiału uszkodzonej rury ( $\phi$  31,8x7,0 – 10CrMo910) przegrzewacza pary II  
Źródło: [1]

czynnika obiegowego. Doprowadziło to do gwałtownego przyrostu osadów wewnętrznych, przez co ograniczona została możliwość wymiany ciepła pomiędzy ścianką rur wężownic a czynnikiem roboczym. Wskutek tego nastąpiła degradacja struktury materiału, spadek własności mechanicznych i co za tym idzie – brak możliwości przenoszenia zadanych obciążeń.

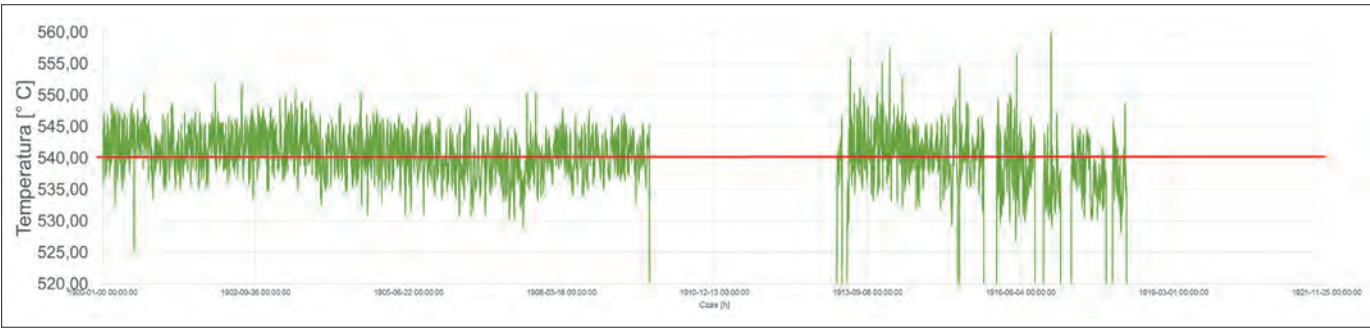
Na rysunku 4 przedstawiono wężownice przegrzewacza, które uległy uszkodzeniu. Perforacja rur występowała w dolnej części przegrzewacza, na kolanach oraz odcinkach prostych. Badania metalograficzne wykazały degradację struktury materiału badanych rur (rys. 5) oraz obecność licznych wżerów korozyjnych na powierzchni zewnętrznej rur.

Przeprowadzona analiza chemiczna osadów wewnętrznych wykazała, że ich całkowita ilość mieści się w przedziale 1940,8–5129,7 g/m<sup>2</sup> (rys. 6), a zgodnie z dobrą praktyką inżynierską zaleca się, aby całkowita ilość osadów na wewnętrznych powierzchniach nie przekraczała 600 g/m<sup>2</sup>. Ponieważ problem awaryjności przegrzewacza ujawnił się po ok. czterech latach od jego wymiany, pojawiło się pytanie, skąd tak duże ilości osadów. Okazało się, że w trakcie eksploatacji kotła przekraczano tempe-

raturę obliczeniową czynnika obiegowego. Należy podkreślić, że dane literaturowe oraz prowadzone badania wyraźnie wskazują, że przekroczenie temperatury tylko o 10°C może skrócić trwałość elementów kotła nawet o połowę.



Rys. 6. Analiza chemiczna osadów wewnętrznych z przegrzewacza III stopnia kotła OP-140  
Źródło: [1]



Rys. 7. Temperatury pary za III stopniem przegrzewacza pary w ciągu jednego roku eksploatacji  
Źródło: [1]

## Diagnostyka i działania prewencyjne

Utrzymanie dobrego stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych, a co za tym idzie – zminimalizowanie liczby awarii i zwiększenie dyspozycyjności, wymaga podjęcia odpowiednich kroków związanych z profilaktyką diagnostyczną oraz stosowania środków technicznych ograniczających oddziaływanie procesów korozyjnych oraz erozyjnych. Podjęcie właściwych decyzji na podstawie przeprowadzonych badań diagnostycznych może znacząco zmniejszyć lub wyeliminować nieprzewidziane usterki tych elementów.

Do podstawowych czynności związanych z diagnostyką powierzchni ogrzewalnych powinny należeć:

- oględziny powierzchni zewnętrznej rur przegrzewaczy pary, podgrzewaczy wody oraz rur ekranowych;
- pomiary grubości ścianki na podstawie przygotowanych siatek pomiarowych oraz oszacowanie średnich ubytków grubości;
- kontrola parametrów czynnika roboczego (ciśnienie i temperatura);
- jakościowa i ilościowa analiza chemiczna osadów na wewnętrznych i zewnętrznych powierzchniach rur;
- badania materiałowe, w tym ocena stanu technicznego struktury materiału wraz z oszacowaniem dalszego możliwego czasu eksploatacji oraz określenie własności mechanicznych dla temperatur, w jakich pracują poszczególne elementy;
- monitorowanie składu chemicznego spalin w bezpośrednim sąsiedztwie.

Środkami technicznymi, które mogą ograniczyć agresywne oddziaływanie środowiska pracy na powierzchnie ogrzewalne, mogą być wszelkiego rodzaju powłoki ochronne, które w skuteczny sposób przeciwdziałają procesom korozyjnym i erozyjnym. W przypadku spalania lub współspalania biomasy istnieje możliwość podawania do paleniska substancji niwelujących działanie korozyjne chloru i zmniejszających zużycie. W przypadku ograniczenia niekorzystnych skutków procesów erozyjnych często najprostszym rozwiązaniem jest zastosowanie nakładek ochronnych w miejscach narażonych na nadmierne wycieranie (rys. 8).



Rys. 8. Przykład zastosowania nakładek ochronnych na kolankach przegrzewacza pary  
Źródło: [1]

## Podsumowanie

Przedstawione przykłady uszkodzeń rur kotłowych pokazują, jak złożone mogą być procesy odpowiedzialne za ich niszczenie. W niektórych przypadkach ich przebieg jest rozłożony w czasie, co umożliwia wczesne rozpoznanie problemu i wykonanie prac naprawczych, które ograniczą lub całkowicie usuną źródło potencjalnych awarii. Są jednak przypadki, gdzie uszkodzenia, w szczególności te korozyjne, mogą przebiegać w sposób gwałtowny, czego następstwem jest odstawienie kotła z ruchu i wykonanie niezbędnych prac remontowych. Bardzo często prace te trzeba przeprowadzić w okresie największego zapotrzebowania na energię, co niestety wiąże się z poniesieniem znacznych kosztów. Dlatego właściwe monitorowanie stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych zarówno przez służby eksploatacyjne, jak i wyspecjalizowane firmy diagnostyczne jest środkiem do bezawaryjnej pracy kotłów energetycznych.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Sprawozdania i wyniki prac pomiarowych i badawczych, opracowania „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Zakład Chemii i Diagnostyki, Gliwice 2017 (niepubl.).
- [2] Dobrzański J., *Diagnostyka uszkodzeń elementów ciśnieniowych urządzeń energetycznych w ocenie przyczyn powstawania awarii na podstawie badań materiałowych*, „Prace Instytutu Metalurgii Żelaza” 2009, nr 2.
- [3] Jasiński A., Kwiecień M., *Trwałość węzownicz przegrzewaczy pary i ekranów kotłów w perspektywie ich dalszej eksploatacji przy współspalaniu biomasy*, „Energetyka” 2011, nr 11.
- [4] Dobrzański J., Zieliński A., Wodzyński J., *Diagnostyka materiałowa w badaniach mechanizmów i przyczyn powstawania awarii elementów części ciśnieniowej kotłów energetycznych*, materiały konferencyjne: X Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe „Diagnostyka i remonty długo eksploatowanych urządzeń energetycznych”, Ustroń 1–3.10.2008.
- [5] Mrowec S., Werber T., *Nowoczesne materiały żaroodporne*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1982.
- [6] Hardy T., Kordylewski W., Mościcki K., *Zagrożenia korozją chlorową w wyniku spalania i współspalania biomasy w kotłach*, „Archiwum Spalania” 2009, nr 3–4.
- [7] Kwiecień M., *Zastosowanie stali X10CrMoVNb9-1 na węzownice przegrzewaczy pary w kotłach opalanych biomasą*, „Dozór Techniczny” 2017, nr 5.
- [8] Jasiński A., *Żywotność części ciśnieniowej kotłów energetycznych w perspektywie ich dalszej eksploatacji*, „Energetyka” 2011, nr 5.



Dr Elżbieta Janigacz, Agnieszka Stachura-Węgierek  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Ochrony Środowiska

# Odprowadzanie ścieków przemysłowych do rzek z uwzględnieniem wymagań Ramowej Dyrektywy Wodnej

## Industrial waste discharge into rivers under the requirements of the Water Framework Directive

W artykule wskazano wytyczne dotyczące spełnienia wymagań Ramowej Dyrektywy Wodnej w zakresie wprowadzania ścieków do wód powierzchniowych. Zwrócono uwagę na konieczność uwzględnienia celów środowiskowych ustalonych dla jednolitych części wód powierzchniowych przy analizach wpływu i uzyskiwania stosownych pozwoleń, ponieważ pomijanie lub bagatelizowanie aspektów związanych z ochroną wód oraz dokonywaniem niepełnej lub niewłaściwej oceny możliwości oddziaływania inwestycji/installacji na środowisko wodne stanowi poważne ryzyko dla procesu inwestycyjnego oraz procesu uzyskiwania właściwych pozwoleń.

**Słowa kluczowe:** Ramowa Dyrektywa Wodna, RDW, cele środowiskowe, jednolite części wód powierzchniowych, JCWP, strefa mieszania, ocena stanu, ścieki przemysłowe

The article points out the guidelines for fulfilment of the requirements of the Water Framework Directive (WFD) related to wastewater discharge into surface water. Special attention is drawn to the necessity of taking account of environmental objectives determined for surface water bodies (SWB) in analysis of the water use impact assessment and when obtaining the relevant permits. Omitting or underestimating the aspects connected with water protection and incomplete or improper assessment of possible influence of the investment project/installation on water environment presents a serious risk to the investment process and the process of obtaining proper permits.

**Keywords:** Water Framework Directive (WFD), environmental objectives, surface water bodies (SWB), mixing zone, condition assessment, industrial wastewater

### Wprowadzenie

Ramowa Dyrektywa Wodna (RDW) [1] ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej została opublikowana w grudniu 2000 roku i ma na celu ochronę wód powierzchniowych i podziemnych. Zapisy RDW zobowiązują państwa członkowskie do osiągnięcia lub utrzymania co najmniej dobrego stanu wód, poprzez określenie i wdrożenie koniecznych działań, przy uwzględnieniu istniejących wymogów wspólnotowych.

„Woda nie jest produktem handlowym, takim jak każdy inny, ale raczej dziedzictwem, które musi być chronione, bronić i traktowane jako takie”. [1]

Dla planujących inwestycje lub prowadzących instalacje w różnych sektorach przemysłowych zagadnienie ochrony środowiska, w tym te związane z gospodarką wodno-ściekową, mają kluczowe znaczenie dla ich funkcjonowania. Stale zaostrzające się przepisy dotyczące ochrony wód powierzchniowych i podziemnych stawiają przed planującymi inwestycje i prowadzącymi instalacje wymóg dostosowania się do zmian prawnych zarówno poprzez podjęcie szeregu inwestycji, jak i dostosowania dokumentacji środowiskowej.

Każdy planujący i/lub prowadzący instalacje, których działalność będzie związana z emisją zanieczyszczeń w postaci ścieków do wód i/lub do ziemi i których celem jest m.in. korzystanie z wód związane z odprowadzaniem ścieków przemysłowych do środowiska wodnego, musi mieć na względzie:

- wymóg osiągnięcia celów środowiskowych dla wód;
- konieczność ochrony wód powierzchniowych i podziemnych;
- konieczność spełnienia wymagań określonych standardów jakości dla ścieków – zgodnie z właściwym rozporządzeniem.

Zwyczajowo przy przygotowaniu spełniającej aktualne wymogi prawa dokumentacji środowiskowej z zakresu gospodarki wodno-ściekowej oraz szczególnego korzystania z wód, jakim jest wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, szczególny nacisk kładzie się na konieczność spełnienia – na podstawie właściwego rozporządzenia, wymagań określonych standardów jakości dla ścieków, pomijając lub bagatelizując pozostałe aspekty związane z ochroną wód. Spełnienie jedynie norm wynikających z rozporządzenia nie daje pewności braku wpływu korzystania na stan zasobów wodnych, a tym samym możliwości wprowadzania tego typu ścieków do środowiska.



## Wymagania prawne dotyczące odprowadzania ścieków

Podstawowym pojęciem wprowadzonym przez RDW są tzw. cele środowiskowe, na osiągnięcie których ukierunkowane są wszelkie działania podejmowane na obszarach dorzeczy i szczegółowo określone w planach gospodarowania wodami i ich kolejnych aktualizacjach, których konieczność opracowania również wynika z zapisów wymienionego dokumentu.

Cele środowiskowe ustala się dla jednolitych części wód, które wyznaczane są w systemie zlewniowym na podstawie odpowiednich wytycznych Komisji Europejskiej oraz dla obszarów chronionych. Należy pamiętać, że w myśl zapisów RDW ochrona ilości i jakości zasobów wodnych obejmuje także elementy biologiczne oraz hydromorfologiczne, jak również ekosystemy wodne i lądowe zależne od wód.

Celem środowiskowym dla jednolitych części wód powierzchniowych (JCWP) jest osiągnięcie lub utrzymanie co najmniej dobrego stanu tych wód. Osiągnięcie dobrego stanu przez wszystkie części wód powinno nastąpić najpóźniej w ciągu 15 lat od dnia wejścia w życie RDW, tj. do grudnia 2015 roku.

RDW dopuszcza odstępstwa od osiągnięcia celów środowiskowych dla części wód zarówno w zakresie przedłużenia terminu ich osiągnięcia, jak i ustalenia celów mniej rygorystycznych. Odstępstwa te są określane i szczegółowo uzasadniane w planach gospodarowania wodami.

RDW dopuszcza również wyznaczenie części wód powierzchniowych jako silnie zmienione lub sztuczne dla części wód, których charakter został znacznie zmieniony na skutek fizycznego oddziaływania człowieka lub które powstały na skutek działalności człowieka. Dla tych części wód istnieje dedykowana klasyfikacja stanu w zakresie parametrów potencjału ekologicznego.

Zgodnie z zapisami art. 29 ustawy *Prawo wodne* [2], do której transponowane zostały zapisy RDW, „*Korzystanie z wód nie może powodować pogorszenia stanu wód i ekosystemów od nich zależnych, z wyjątkiem przypadków określonych w ustawie, w szczególności nie może naruszać ustaleń planu gospodarowania wodami na obszarze dorzecza, powodować marnotrawstwa wody lub marnotrawstwa energii wody, a także nie może wyrządzać szkód*”.

Ustawa *Prawo wodne* wyróżnia trzy rodzaje korzystania z wód: korzystanie powszechne, zwykłe oraz szczególne.

Korzystanie powszechne służy do zaspokajania potrzeb osobistych, gospodarstwa domowego lub rolnego, bez stosowania specjalnych urządzeń technicznych, a także do wypoczynku, uprawiania turystyki, sportów wodnych oraz amatorskiego połowu ryb.

Korzystanie zwykłe służy zaspokojeniu potrzeb własnego gospodarstwa domowego lub własnego gospodarstwa rolnego właściciela gruntu, na którym te wody są zlokalizowane.

Korzystanie szczególne to każde korzystanie wykraczające poza korzystanie powszechne oraz zwykłe. Dodatkowo pojęciem związanym z korzystaniem z wód wynikającym zarówno z zapisów ustawy *Prawo wodne*, jak również RDW są usługi wodne. Zgodnie z definicją ustawową usługi wodne polegają na zapewnieniu gospodarstwom domowym, podmio-

tom publicznym oraz podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą możliwości korzystania z wód w zakresie wykraczającym poza zakres powszechnego korzystania z wód, zwykłego korzystania z wód oraz szczególnego korzystania z wód. Jedną z usług wodnych jest wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi oraz odprowadzanie wód opadowych lub roztopowych do wód.

Należy pamiętać, iż woda jako integralna część środowiska podlega prawnej ochronie. Zgodnie z zapisami ustawy *Prawo wodne* „*Celem ochrony wód jest osiągnięcie celów środowiskowych dla jednolitych części wód powierzchniowych, jednolitych części wód podziemnych oraz obszarów chronionych, a także poprawa jakości wód oraz biologicznych stosunków w środowisku wodnym i na terenach podmokłych*” (art. 51 ust. 1) oraz „*Ochrona wód jest realizowana w szczególności z uwzględnieniem wyników oceny stanu wód podziemnych oraz wyników oceny stanu wód powierzchniowych*” (art. 52 ust. 1).

Ocena stanu wód powierzchniowych, w świetle zapisów ustawy *Prawo wodne*, obejmuje klasyfikację stanu ekologicznego (dla jednolitych części wód naturalnych), potencjału ekologicznego (dla jednolitych części wód silnie zmienionych i sztucznych) oraz stanu chemicznego tych wód. Oceny stanu dokonuje się zgodnie z zapisami *rozporządzenia w sprawie klasyfikacji stanu ekologicznego, potencjału ekologicznego i stanu chemicznego oraz sposobu klasyfikacji stanu jednolitych części wód powierzchniowych, a także środowiskowych norm jakości dla substancji* [3] (dalej *rozporządzenie klasyfikacyjne*).

Kluczowa z punktu widzenia ustawy *Prawo wodne* oraz RDW jest realizacja działań mających na celu osiągnięcie lub utrzymanie dobrego stanu wszystkich wód, tj. działań wskazanych w planie gospodarowania wodami, w ramach programu działań, w szczególności stopniowej redukcji zanieczyszczeń powodowanych przez substancje priorytetowe oraz substancje szczególnie szkodliwe dla środowiska wodnego oraz zaniechanie lub stopniowe eliminowanie emisji do wód powierzchniowych substancji priorytetowych oraz substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego.

Zarówno RDW, jak i ustawa *Prawo wodne* przewidują opracowanie *planów gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy* (PGW) jako dokumentów planistycznych określających wszystkie istotne kwestie z punktu widzenia osiągnięcia głównego celu RDW, jakim jest dobry stan wszystkich wód. W ramach PGW określa się szczegółowe wytyczne do celów środowiskowych dla jednolitych części wód oraz obszarów chronionych, odstępstwa oraz programy działań mających na celu osiągnięcie tych celów. Plany aktualizowane są w cyklu 6-letnim. Aktualnie obowiązujące (według stanu na lipiec 2020 roku) plany gospodarowania wodami na obszarach dorzeczy Rada Ministrów przyjęła w formie rozporządzeń w dniu 18 października 2016 roku. Jest to tzw. drugi cykl planistyczny (pierwsza aktualizacja planów gospodarowania wodami), publikacja kolejnej aktualizacji planów nastąpi w grudniu 2021 roku.

Osiągnięcie celu środowiskowego dla jednolitej części wód powierzchniowych rozumiane jest jako osiągnięcie lub utrzymanie co najmniej dobrego stanu tych wód, przy czym parametry i kryteria tej oceny wynikają z rozporządzenia klasyfikacyjnego.

Rozporządzenie klasyfikacyjne określa elementy stanu i potencjału ekologicznego wód powierzchniowych, stanu chemicznego wraz ze sposobem tej klasyfikacji oraz oceny stanu z wykazem typów wód oraz wytycznymi dla prowadzonego monitoringu wód. W obowiązującym rozporządzeniu klasyfikacyjnym, ze względu na planowane zmiany związane z usankcjonowaniem nowej typologii wód oraz wyznaczeniem nowych jednolitych części wód w Polsce, które będzie miało miejsce wraz publikacją drugiej aktualizacji planów gospodarowania wodami, uwzględnia się zarówno podział na „stare”, jak i „nowe” typy wód.

Istotne z punktu widzenia korzystania z wód jest to, że nie wszystkie parametry oceny stanu wód są wprost wskazane w rozporządzeniu klasyfikacyjnym, np. dla oceny potencjału ekologicznego wód według „nowej” typologii wartości graniczne dla klas jakości wód powierzchniowych zostaną określone w ramach drugiej aktualizacji planów gospodarowania wodami na obszarze dorzeczy, a więc będą one znane dopiero z chwilą wejścia w życie odpowiedniego rozporządzenia. Podobna sytuacja dotyczy wskaźników jakości wód powierzchniowych z grupy specyficznych syntetycznych i niesyntetycznych substancji zanieczyszczających, których wartości graniczne dla klas jakości wód powierzchniowych zostaną określone w ramach planów gospodarowania wodami na obszarze dorzeczy jako element działań podstawowych lub uzupełniających, uwzględnionych w programie działań.

Korzystanie z wód związane z odprowadzaniem ścieków oraz wód opadowych i roztopowych do wód reguluje *rozporządzenie w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych* (dalej *rozporządzenie ściekowe*) [4]. W rozporządzeniu tym określono najwyższe dopuszczalne wartości substancji zanieczyszczających odprowadzanych do środowiska wraz ze ściekami, co stanowi najważniejszy aspekt tego korzystania z wód z punktu widzenia korzystającego, a także miejsce, sposób i minimalną częstotliwość pobierania próbek ścieków, metodyki referencyjne analizy i sposób oceny, czy ścieki odpowiadają wymaganym warunkom. Parametry ścieków wraz z wartościami granicznymi zostały określone w załączniku nr 4 do rozporządzenia ściekowego.

### Inwestycje i instalacje a cele środowiskowe

Mając na względzie konieczność ochrony wód, wymóg osiągnięcia celów środowiskowych dla wód oraz spełnienie wymagań rozporządzenia ściekowego celowe dla każdego korzystania z wód związanego z odprowadzaniem ścieków przemysłowych do środowiska wodnego jest uwzględnienie wszystkich przytoczonych powyżej aspektów. Spełnienie jedynie norm wynikających z rozporządzenia ściekowego nie daje pewności braku wpływu tego korzystania na stan zasobów wodnych, a tym samym możliwości wprowadzania tego typu ścieków do środowiska.

Oczywistym jest, iż w rejonie miejsca zrzutu ścieków zawierających podwyższone zawartości substancji zanieczyszczających stężenie tych zanieczyszczeń jest wyższe niż stężenie w wodach, do których ten ściek jest wprowadzany. W związku z powyższym *dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie środowiskowych norm jakości w dziedzinie polityki wodnej* [5] wprowadziła pojęcie strefy mieszania. Strefa mieszania wyznaczana jest jako część wód powierzchniowych przylegająca do punktu zrzutu, w której stężenie co najmniej jednej substancji zanieczyszczającej stanowiącej zagrożenie może przekraczać odpowiednie środowiskowe normy jakości wyznaczone dla JCWP, na której korzystanie z wód się odbywa. Proponowane dla państw członkowskich UE podejście do wyznaczania stref mieszania dla zrzutów ścieków do wód płynących zawarto w wytycznych technicznych. Pojęcie strefy mieszania, zważywszy na dobrowolność jego uwzględnienia w prawodawstwie krajów członkowskich, nie pojawia się w prawie polskim, jednak ze względu na uniwersalność oraz kompleksowość proponowanych przez Komisję Europejską metod „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. uwzględnia to zagadnienie w wykonywanych dla klientów analizach.

Stosowane podejście, uwzględniając charakterystyki hydrologiczne cieków, na których korzystanie z wód ma miejsce oraz charakterystyki ilościowe i jakościowe odprowadzanych ścieków, daje możliwość wyliczenia przyrostów stężeń substancji zanieczyszczających, zmieniających się z biegiem rzeki. Zgodnie z zapisami wytycznych w celu zagwarantowania, że przekraczanie środowiskowych norm jakości w miejscu zrzutu ścieków nie spowoduje pogorszenia jakości całej jednolitej części wód, zaleca się, aby zasięg ich przekraczania został ograniczony do maksymalnie jednego kilometra – pod warunkiem, że zasięg ten nie przekracza 10% całkowitej długości jednolitej części wód.

### Podsumowanie

Doświadczenia „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. wskazują, że przy przygotowaniu spełniającej aktualne wymogi prawa dokumentacji, tj. wniosków o wydanie pozwoleń zintegrowanych oraz operatów wodnoprawnych, autorzy wymienionej dokumentacji i prowadzący inwestycje/instalacje kładą szczególny nacisk na konieczność spełnienia, na podstawie właściwych rozporządzeń, wymagań określonych standardów jakości dla ścieków. Na tym najczęściej kończą się oceny potencjalnego wpływu szczególnego korzystania z wód, jakim jest wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi. Praktyka pokazuje jednak, że jest to niewłaściwe podejście.

Ponadto nie można zapominać, iż zgodnie z zapisami RDW należy dążyć do osiągnięcia dobrego stanu wód zarówno chemicznego, jak i ekologicznego. Stan ekologiczny lub potencjał ekologiczny determinują trzy grupy elementów jakości: biologiczne, fizykochemiczne i hydromorfologiczne. Elementy biologiczne są podstawą do oceny stanu wód, natomiast elementy fizykochemiczne i hydromorfologiczne wspierają elementy biologiczne w ocenie stanu, o czym bardzo często zapominają użytkownicy wód.

Obserwacje „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. wskazują, że ocena wpływu, wykonywana przez prowadzących inwestycje/instalacje na potrzeby dokumentacji środowiskowej, w znacznej mierze ogranicza się wyłącznie do elementów chemicznych i fizykochemicznych, pomijając wpływ korzystania z wód na elementy biologiczne. Z doświadczenia wynika, iż elementy biologiczne mogą determinować możliwość korzystania z wód, dlatego też analizując wpływ zrzutu ścieków na odbiornik należy rozpatrzyć również wpływ na elementy biologiczne, w tym m.in.: florę wodną, bezkręgowce bentosowe, ichtiofaunę.

Pomijanie lub bagatelizowanie aspektów związanych z ochroną wód oraz dokonywanie niepełnej lub niewłaściwej oceny możliwości oddziaływania inwestycji/instalacji na środowisko wodne stanowi poważne ryzyko dla procesu inwestycyjnego oraz procesu uzyskiwania właściwych pozwoleń. Spełnienie jedynie norm wynikających z rozporządzenia ściekowego nie daje pewności właściwym organom wydającym decyzje braku wpływu tego korzystania na stan zasobów wodnych, a tym samym możliwości wprowadzania tego typu ścieków do środowiska. Brak kompleksowej oceny wpływu na środowisko wodne może w efekcie wydłużyć czas postępowań dotyczących uzyskania pozwolenia zintegrowanego i/lub wodnoprawnego, a w ostateczności całkowicie zablokować proces uzyskania wymienionych decyzji. Stanowi również doskonały argument dla organizacji ekologicznych do składania odwołań i skarg w prowadzonych postępowaniach administracyjnych i sądowych.

Ochrona środowiska, zgodnie z zapisami ustawy *Prawo ochrony środowiska* [6], polega na racjonalnym kształtowaniu środowiska i gospodarowaniu zasobami środowiska zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju, która polega na integrowaniu działań politycznych, gospodarczych i społecznych, z zachowaniem równowagi przyrodniczej oraz trwałości podstawowych procesów przyrodniczych w celu zagwarantowania możliwości zaspokajania podstawowych potrzeb poszczególnych społeczności lub obywateli, zarówno współczesnego pokolenia, jak i przyszłych pokoleń.

Kwestie związane z korzystaniem z wód pojawiają się w przypadku wielu projektów inwestycyjnych, które na różne sposoby mogą wpływać na stan środowiska wodnego bądź wykorzystywać jego zasoby. Regulacje w tym zakresie mogą w znaczący sposób wpłynąć zarówno na prawa, jak i obowiązki użytkowników, a sama kwestia korzystania z wód powinna stanowić jeden z istotnych elementów całego procesu inwestycyjnego.

Dlatego też w przypadku każdej inwestycji należy uwzględnić nie tylko spełnienie wartości granicznych określonych w rozporządzeniu ściekowym, ale również wpływ planowanego zrzutu na środowisko wodne, zwłaszcza w sytuacji dążenia do poprawy stanu jednolitych części wód.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] *Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej*, Dz.Urz.UE L 327.
- [2] *Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne*, Dz.U. poz. 1566, ze zm.
- [3] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 11 października 2019 r. w sprawie klasyfikacji stanu ekologicznego, potencjału ekologicznego i stanu chemicznego oraz sposobu klasyfikacji stanu jednolitych części wód powierzchniowych, a także środowiskowych norm jakości dla substancji priorytetowych*, Dz.U. poz. 2149.
- [4] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 12 lipca 2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych*, Dz.U. poz. 1311.
- [5] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/105/WE z dnia 16 grudnia 2008 r. w sprawie środowiskowych norm jakości w dziedzinie polityki wodnej, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy Rady 82/176/EWG, 83/513/EWG, 84/156/EWG, 84/491/EWG i 86/280/EWG oraz zmieniająca dyrektywę 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady*, Dz.Urz.UE L 348.
- [6] *Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska*, Dz.U. Nr 62, poz. 1396, ze zm.





Magdalena Malara  
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.  
Zakład Ochrony Środowiska

# Przegląd prawa dotyczącego odpadów oraz obowiązki prawne i badania wymagane w przypadku gospodarowania odpadami paleniskowymi

## An overview of waste legislation – legal obligations and testing required for combustion waste management

Temat odpadów w ustawodawstwie krajowym występuje w wielu ustawach i rozporządzeniach wykonawczych. Najważniejsze akty prawne to: *Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach*, *Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska* oraz rozporządzenia do tych ustaw. W przypadku profesjonalnego gospodarowania odpadami w ustawodawstwie polskim występuje kilka pozwoleń/zezwoleń w tym zakresie, np. pozwolenie zintegrowane, pozwolenie na wytwarzanie odpadów, zezwolenie na przetwarzanie odpadów oraz zezwolenie na zbieranie odpadów. Obecnie na polskim rynku występują trzy rodzaje odpadów: inne niż niebezpieczne i obojętne, niebezpieczne i obojętne. Odpady paleniskowe powstające w konwencjonalnych elektrowniach/elektrociepłowniach zawierają się w grupie 10, w podgrupie 10 01 Katalogu odpadów. W przypadku składowania tych odpadów na składowiskach (w procesie D5) wymagane są dwa rodzaje badań: podstawowej charakterystyki odpadu wraz z tzw. testem zgodności oraz struktury i składu masy składowanych odpadów.

**Słowa kluczowe:** gospodarowanie odpadami, składowanie odpadów, odzysk odpadów, pozwolenie zintegrowane, pozwolenie na wytwarzanie odpadów, zezwolenie na przetwarzanie odpadów, monitoring środowiska, badania odpadów

The issue of waste in the national legislation appears in many acts and implementing regulations. The most important legal documents include *The Act on Waste of 14 December 2012*, *The Act of 27 April 2001: Environmental Protection Law* and their corresponding regulations. As regards professional waste management, the Polish legislation comprises several permits/licenses, e.g. integrated permit, waste generation permit, waste treatment permit and waste collection permit. At present on the Polish market there are three types of waste: hazardous, neutral and other than hazardous and neutral. Combustion wastes generated in conventional power plants/CHP plants fall into Category 10, Sub-category 10 01 of the Waste Catalogue. If these wastes are to be stored at landfills (D5 process), two types of testing are required: basic characteristics of waste, including the so-called compliance test, and structure and composition of the stored waste.

**Keywords:** waste management, waste landfilling, waste recovery, integrated permit, waste generation permit, waste treatment permit, environmental monitoring, waste testing

### Wprowadzenie

Tematyka związana z powstawaniem i zagospodarowaniem odpadów stanowi bardzo rozległy i złożony obszar zagadnień, dlatego zdobycie niezbędnej wiedzy w tym zakresie nie jest łatwe. Sprawy nie ułatwia fakt, iż zapisy dotyczące odpadów zostały ujęte w kilku aktach prawnych. Pewne kwestie reguluje ustawa o odpadach, inne prawo ochrony środowiska, a jeszcze inne ustawa o opakowaniach i odpadach opakowaniowych. Pewne informacje można uzyskać tylko z dyrektyw unijnych. Do tego dochodzi cała masa rozporządzeń wykonawczych. Ostatnie zmiany przepisów dotyczących odpadów w naszym kraju wręcz zatrzęsyły polskim rynkiem – wzbudziły bardzo wiele kontrowersji, nałożyły mnóstwo dodatkowych i kosztownych obowiązków na wytwarzających, ale przede wszystkim na przetwarzających odpady. Zmiany te dotyczyły wszystkich rodzajów

odpadów, a w rezultacie dotknęły też wszystkich obywateli, gdyż spółki zajmujące się zagospodarowaniem odpadów dodatkowe koszty przerzuciły na każdego z nas.

Nie inaczej stało się z rynkiem odpadów paleniskowych. Przymus prawny nałożył także w tym obszarze szereg kosztownych obowiązków. Z niektórych elementów udało się po pewnym czasie zrezygnować, jednak rewolucja odpadowa nie ominęła sektora energetycznego. Odpady z energetyki konwencjonalnej stanowią spory udział odpadów powstających na polskim rynku. W przypadku spalania kopalin musimy liczyć się z powstawaniem przede wszystkim odpadów paleniskowych, czyli różnego rodzaju żużli i popiołów oraz odpadów z oczyszczania gazów odlotowych stanowiących, póki co, największą masowo grupę odpadów w energetyce. W artykule zostały wymienione obowiązki, jakie należy spełnić w przypadku gospodarowania tymi odpadami.

## Przegląd prawa dotyczącego odpadów

### Wymagania prawne w zakresie gospodarki odpadami

Wybrane krajowe akty prawne dotyczące gospodarowania odpadami to:

- Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach [1]
  - Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 kwietnia 2013 r. w sprawie składowisk odpadów [2]
  - Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 6 lutego 2015 r. w sprawie komunalnych osadów ściekowych [3]
  - Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 11 maja 2015 r. w sprawie odzysku odpadów poza instalacjami i urządzeniami [4]
  - Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 lipca 2015 r. w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach [5]
  - Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów [6]
  - Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 7 lutego 2019 r. w sprawie wysokości stawek zabezpieczenia roszczeń [7]
  - Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 29 sierpnia 2019 r. w sprawie wizyjnego systemu kontroli miejsca magazynowania lub składowania odpadów [8]
  - Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów [9]
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska [10]

Każda inwestycja i jej dalsza eksploatacja pociąga za sobą powstawanie odpadów. Z kwestią odpadów mamy do czynienia już na początku planowania inwestycji – postępowanie administracyjne w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, w którym należy przewidzieć powstawanie odpadów zarówno na etapie realizacji inwestycji, jak i podczas eksploatacji.

O ile mamy do czynienia z inwestycją sąsiadującą z innymi instalacjami, gdzie funkcjonuje pozwolenie/zezwoleń w zakresie gospodarowania odpadami, a nasza inwestycja ma wejść w zakres tego pozwolenia, warto wpasować się, w miarę możliwości, w już istniejące rodzaje i ilości odpadów.

Jeśli mamy do czynienia z inwestycją nową, dla której w późniejszym czasie będziemy starali się o uzyskanie pozwolenia/zezwoleń w zakresie gospodarowania odpadami, warto postarać się o rozeznanie kodów i ilości odpadów. Trzeba też pamiętać o zabezpieczeniu miejsca na ewentualne magazynowanie odpadów spełniających określone wymagania środowiskowe i przeciwpożarowe. Należy jednak zwrócić uwagę, że w dokumentacji przygotowywanej do uzyskania decyzji środowiskowej tylko szacujemy rodzaje i ilości odpadów. Dopiero dedykowany wniosek w zakresie gospodarowania odpadami dla eksploatowanej instalacji, złożony w późniejszym czasie, jest dla nas i dla organu

wydającego pozwolenie/zezwoleń wiążący. Zapisy we wniosku wprost przekładają się na dodatkowe środki pieniężne, które należy zapewnić, aby móc tymi odpadami gospodarować.

Zmiany prawne, jakie nastąpiły w ostatnich latach, nie tylko rozszerzyły obowiązki w zakresie gospodarowania odpadami i wymusiły wybranie nowych rozwiązań, lecz także zwielokrotniły nakłady finansowe na gospodarowanie odpadami.

### Rodzaje decyzji dotyczących gospodarowania odpadami

Generalnie podmioty gospodarujące odpadami podlegają pod ogólne przepisy i muszą posiadać wymagane prawem pozwolenia/zezwoleń w zakresie gospodarowania odpadami:

- pozwolenie zintegrowane – to pozwolenie obejmujące swym zakresem wszystkie oddziaływania na środowisko określone w pozwoleniach częściowych (wszystko w jednym), udzielne na podstawie *Ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska* (dalej POŚ),
- pozwolenia sektorowe:
  - pozwolenie na wytwarzanie odpadów – dotyczące tylko wytwórcy odpadów, udzielane zgodnie z POŚ,
  - zezwolenie na przetwarzanie odpadów – dotyczące działań poprzedzających odzysk lub unieszkodliwianie odpadów, udzielane na podstawie *Ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach* (dalej ustawa o odpadach)
  - zezwolenie na zbieranie odpadów – dotyczące tylko gromadzenia odpadów przed ich transportem do miejsca przetwarzania (uwaga: nie dotyczy zbierania odpadów przez wytwórcę w miejscu ich wytworzenia), udzielane także na podstawie ustawy o odpadach,
  - w praktyce inwestorzy mogą też posiadać miks z wymienionych trzech pozwoleń/zezwoleń, ale najczęściej wygodniej dla inwestora jest uzyskać te decyzje oddzielnie, mimo konieczności wniesienia opłat za wydanie każdego z nich – łatwiej jest nadzorować te decyzje i uzyskać nieistotne zmiany w zakresie każdej z nich.

Specjaliści Zakładu Ochrony Środowiska „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. doradzają prowadzącym instalację, jak uzyskać wymienione decyzje, opracowują odpowiednie wnioski, kompletują wymagane załączniki, a także uczestniczą w procesie uzyskiwania decyzji jako pełnomocnicy lub wsparcie techniczne.

### Gospodarowanie odpadami

Na studiach czy szkoleniach powtarza się jak mantrę, iż powinno się dążyć do stosowania technologii bez- lub małodopadowych. Jak jest w rzeczywistości? Czy w nowych inwestycjach faktycznie dążymy do minimalizmu w zakresie odpadów?

O wszystkim decyduje rachunek ekonomiczny i możliwości inwestora lub prowadzącego instalację. Już we wniosku o wydanie decyzji środowiskowej, która w wybranych przypadkach może poprzedzić inwestycję, należy odnieść się m.in. do ograniczeń w wytwarzaniu odpadów oraz do stosowania nowoczesnych technologii w zakresie ochrony środowiska.

*Sposób postępowania zgodnie z ogólnie  
przyjętymi zasadami*

1. Co można zrobić z odpadami, które powstaną nawet mimo stosowania technologii małoodpadowych?
  - W pierwszej kolejności należy zapobiegać powstawaniu odpadów lub ograniczać ich ilość oraz negatywne oddziaływanie na życie i zdrowie ludzi oraz na środowisko.
  - Jeśli nie udało się zapobiec powstawaniu odpadów, należy przygotować odpady do ponownego użycia lub poddać recyklingowi, a jeżeli nie jest to możliwe z przyczyn technologicznych lub ekonomicznych – poddać innym procesom odzysku (procesy odzysku R1–R13 – są wymienione w załączniku nr 1 do ustawy o odpadach – jest to lista otwarta). W przypadku procesu odzysku odpady nie muszą być badane, chyba że w dalszym procesie ich zagospodarowania jest to wymagane (np. kolejny posiadacz odpadów przyjmie je, pod warunkiem, iż odpady będą spełniały określone wymagania, np. co do zawartości popiołu, kaloryczności, zawartości pierwiastków śladowych, palności itd.).
  - W ostateczności pozostałe odpady poddaje się unieszkodliwieniu (procesy unieszkodliwiania D1–D15 – są wymienione w załączniku nr 2 do ustawy o odpadach – to także jest lista otwarta).

Co do zasady odpady przetwarza się w miejscu ich wytworzenia lub w przypadku braku takiej możliwości przekazuje się je do najbliższych położonych miejsc, w których mogą zostać przetworzone. Obowiązek posiadania pozwolenia na wytworzenie odpadów dotyczy instalacji, w której powstają odpady w ilości powyżej 1 Mg rocznie – w przypadku odpadów niebezpiecznych lub powyżej 5000 Mg rocznie – w przypadku odpadów innych niż niebezpieczne (art. 180a POŚ).

2. Odpady zbiera się w sposób selektywny. Brak obowiązku segregacji dotyczy wąskiej grupy odpadów – wybranych kodów odpadów z grupy 19 oraz całej grupy 20 [5].
3. W nowych przepisach odpadowych mocno zmieniono zasady magazynowania odpadów. Jest ono dozwolone tylko w ramach wytworzenia, zbierania lub przetwarzania odpadów. Odpady, z wyjątkiem przeznaczonych do składowania, można też magazynować, jeżeli konieczność magazynowania wynika z procesów technologicznych lub organizacyjnych i nie przekracza terminów uzasadnionych zastosowaniem tych procesów, nie dłużej jednak niż przez 1 rok. Ten sam termin obowiązuje, gdy odpady są magazynowane w celu zebrania odpowiedniej ilości tych odpadów do transportu na składowisko odpadów. Okresy magazynowania odpadów liczy się łącznie dla wszystkich ich kolejnych posiadaczy. Maksymalna łączna masa wszystkich rodzajów odpadów, które w tym samym czasie mogą być magazynowane, nie może przekroczyć połowy maksymalnej łącznej masy odpadów, które można magazynować w ciągu roku, określonej w zezwoleniu na zbieranie lub przetwarzanie odpadów. Nie wolno magazynować odpadów na składowiskach (art. 104 ust. 1 ustawy o odpadach).

4. Na transport odpadów należy posiadać odpowiednie pozwolenie.
5. Wytworzone przez siebie lub innych odpady można przekazać innemu podmiotowi w celu ich dalszego zagospodarowania. Należy jednak pamiętać, że musi to być podmiot posiadający zezwolenie na zbieranie odpadów lub zezwolenie na przetwarzanie odpadów albo wpis do rejestru w zakresie utylizacji, ewentualnie transportu odpadów. Dla naszego bezpieczeństwa powinniśmy zweryfikować podmiot odbierający od nas odpady (sprawdzić posiadane przez niego pozwolenia/zezwoenia), a przekazanie odpadów potwierdzić odpowiednim dokumentem (kartą przekazania odpadów).
6. Rejestr BDO – co do zasady praktycznie każdy, kto prowadzi gospodarkę odpadami, z nielicznymi wyjątkami, musi być zarejestrowany w Bazie danych o produktach oraz o gospodarce odpadami (BDO). Rejestr jest ogólnopolski, a wpisu dokonuje się przez marszałka właściwego ze względu na miejsce zamieszkania lub siedzibę. Posiadanie numeru rejestrowego, który służy do identyfikacji, znacznie ułatwia gospodarowanie odpadami, a w zasadzie bez niego praktycznie nie ma możliwości przekazywania odpadów do innych uprawnionych podmiotów.
7. Każdy, kto wytwarza odpady i/lub gospodaruje nimi, musi prowadzić ich ewidencję. Obecnie ewidencja powinna już być prowadzona elektronicznie w bazie BDO.

### Rodzaje odpadów i obowiązki postępowania z nimi

Rozróżnia się następujące odpady:

- 1) inne niż niebezpieczne i obojętne – odpady wymienione w *Rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów* [9] (dalej Katalog odpadów) – BEZ GWIAZDKI, które powinny najpierw ulegać przetwarzaniu (odzysk), a te, których się nie da odzyskać, powinny być unieszkodliwiane poprzez np.:
  - deponowanie na składowiskach odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne – w przypadku konieczności składowania odpady muszą posiadać Podstawową charakterystykę odpadu i spełnić wymagania określone w załączniku nr 3 do *Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 lipca 2015 r. w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach* [5], w przypadku odpadów o wybranych kodach z grupy 19 (19 08 05, 19 08 12, 19 08 14, 19 12 12) oraz wszystkich odpadów z grupy 20 należy spełnić wymagania określone w załączniku nr 4 do rozporządzenia [5];
  - spalanie w zakładach termicznego unieszkodliwiania odpadów;
- 2) niebezpieczne – odpady wymienione w Katalogu odpadów – Z GWIAZDKĄ, które mogą ulegać przetwarzaniu (odzysk) lub być unieszkodliwiane poprzez np.:
  - deponowanie na składowiskach niebezpiecznych (odpady muszą posiadać Podstawową charakterystykę odpadu i spełnić wymagania określone w załączniku nr 5 do rozporządzenia [5]);



- spalanie w zakładach termicznego unieszkodliwiania odpadów niebezpiecznych;
  - deponowanie w podziemnych wyrobiskach;
- 3) obojętne – spełniające wymagania określone dla odpadów obojętnych – generalnie odpady obojętne są wymienione w załączniku nr 1 do rozporządzenia [5] i w teorii nie trzeba dla nich wykonywać badań, jednakże załącznik nr 2 do tegoż rozporządzenia dedykowany jest do sprawdzenia odpadów pod kątem ich obojętności (czyli odpady muszą posiadać Podstawową charakterystykę odpadu i spełnić wymagania określone w załączniku nr 2 do rozporządzenia [5]), odpady takie mogą być odzyskiwane i tak najczęściej się dzieje (np. stosowanie ich jako podsypkę pod drogi, do umocnienia skarp, do rekultywacji terenów niekorzystnie przekształconych), można je też deponować na składowiskach odpadów obojętnych.

### Układ Rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów

Rozporządzenie zawiera 20 grup odpadów podzielonych według genezy ich powstawania (pierwsze dwie cyfry w kodzie odpadu). Każda grupa dzieli się na podgrupy (kolejne dwie cyfry), a na końcu jest dokładne doprecyzowanie miejsca powstania (ostatnie dwie cyfry).

Katalog zawiera kody bez gwiazdki (odpady inne niż niebezpieczne i obojętne, odpady obojętne) oraz z gwiazdką (odpady niebezpieczne).

W katalogu dodatkowo występują kody lustrzane, czyli odpady inne niż niebezpieczne i obojętne i zaraz obok niebezpiecznych (np. 20 01 37\* – drewno zawierające substancje niebezpieczne, 20 01 38 – drewno inne niż wymienione w 20 01 37).

O klasyfikacji odpadów decyduje ich wytwórca – na podstawie źródła i procesu powstania odpadu oraz jego właściwości.

Czasem można spotkać przy kodzie odpadu symbol „ex”. Skrót ten wyszczególnia część z całego rodzaju odpadu, który znajduje się w Katalogu odpadów. Odpad poprzedzony tym indeksem w swoim opisie jest uszczegółowiony (np. ex 02 01 01 sugeruje, iż z kodu 02 01 01 – osady z mycia i czyszczenia, wybiera się tylko osady stałe z mycia i czyszczenia).

Jeśli gdzieś zostały porzucone odpady niewiadomego pochodzenia, bez nadanego kodu odpadu, to jeśli nie można ustalić ich właściciela, urząd wszczyna stosowne postępowanie. Takie odpady trzeba zbadać i dalej je zagospodarować. Jednak nie każde laboratorium może te odpady badać – do tego wyznaczone są dedykowane laboratoria Inspekcji Ochrony Środowiska. Zgodnie z aktualnym stanem prawnym w Polsce takie badania są rozumiane jako badania interwencyjne i w dokumencie DAB-11 [11], wydanym przez Polskie Centrum Akredytacji, zostały wskazane laboratoria, które mogą takie badania przeprowadzić. Aby procedura identyfikacji odpadów potoczyła

#### Grupy odpadów:

- 01 – odpady powstające przy poszukiwaniu, wydobywaniu, fizycznej i chemicznej przeróbce rud oraz innych kopalin;
- 02 – odpady z rolnictwa, ogrodnictwa, upraw hydroponicznych, rybołówstwa, leśnictwa, łowiectwa oraz przetwórstwa żywności;
- 03 – odpady z przetwórstwa drewna oraz z produkcji płyt i mebli, masy celulozowej, papieru i tektury;
- 04 – odpady z przemysłu skórzanego, futrzarskiego i tekstylnego;
- 05 – odpady z przeróbki ropy naftowej, oczyszczania gazu ziemnego oraz pirolitycznej przeróbki węgla;
- 06 – odpady z produkcji, przygotowania, obrotu i stosowania produktów przemysłu chemii nieorganicznej;
- 07 – odpady z produkcji, przygotowania, obrotu i stosowania produktów przemysłu chemii organicznej;
- 08 – odpady z produkcji, przygotowania, obrotu i stosowania powłok ochronnych (farb, lakierów, emalii ceramicznych), kitu, klejów, szczeliw i farb drukarskich;
- 09 – odpady z przemysłu fotograficznego i usług fotograficznych;
- 10 – odpady z procesów termicznych;
- 11 – odpady z chemicznej obróbki i powlekania powierzchni metali oraz innych materiałów i z procesów hydrometalurgii metali nieżelaznych;
- 12 – odpady z kształtowania oraz fizycznej i mechanicznej obróbki powierzchni metali i tworzyw sztucznych;
- 13 – oleje odpadowe i odpady ciekłych paliw (z wyłączeniem olejów jadalnych oraz grup 05, 12 i 19);
- 14 – odpady z rozpuszczalników organicznych, chłodziw i propelentów (z wyłączeniem grup 07 i 08);
- 15 – odpady opakowaniowe, sorbenty, tkaniny do wycierania, materiały filtracyjne i ubrania ochronne nieujęte w innych grupach;
- 16 – odpady nieujęte w innych grupach;
- 17 – odpady z budowy, remontów i demontażu obiektów budowlanych oraz infrastruktury drogowej (włączając glebę i ziemię z terenów zanieczyszczonych);
- 18 – odpady medyczne i weterynaryjne (z wyłączeniem odpadów kuchennych i restauracyjnych niezwiązanych z opieką zdrowotną lub weterynaryjną);
- 19 – odpady z instalacji i urządzeń służących zagospodarowaniu odpadów, z oczyszczalni ścieków oraz z uzdatniania wody pitnej i wody do celów przemysłowych;
- 20 – odpady komunalne łącznie z frakcjami gromadzonymi selektywnie.

się sprawnie, należy zawiadomić miejscowego Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska, który zleci te badania swoim laboratorium.

## Obowiązki prawne w przypadku gospodarowania odpadami paleniskowymi

Odpady paleniskowe powstające w konwencjonalnych elektrowniach/elektrociepłowniach w Polsce zawierają się w grupie 10, w podgrupie 10 01 Katalogu odpadów.

Najczęściej spotykane rodzaje odpadów w energetyce to:

- 10 01 01 – żużle, popioły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04);
- 10 01 02 – popioły lotne z węgla;
- 10 01 05 – stałe odpady z wapniowych metod odsiarczania gazów odlotowych;
- 10 01 80 – mieszanki popiołowo-żużłowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych;
- 10 01 82 – mieszaniny popiołów lotnych i odpadów stałych z wapniowych metod odsiarczania gazów odlotowych (metody suche i półsuche odsiarczania spalin oraz spalanie w złożu fluidalnym).

### Odpady paleniskowe – wytwarzanie i przetwarzanie

Odpady paleniskowe wytwarzane są w procesie spalania kopalin (np. węgla kamiennego, węgla brunatnego, opcjonalnie biomasy) w kotłach. W zależności od jakości spalanego paliwa należy spodziewać się określonej jakości odpadów paleniskowych. W skrajnym przypadku można przyjąć, że 100% zanieczyszczeń z konkretnego paliwa przejdzie do odpadu. Nie bez znaczenia jest także stosowanie procesów pomocniczych przy spalaniu, w których dozowane dodatki chemiczne mogą wzbogacić powstające odpady paleniskowe, niekoniecznie zgodnie z naszymi oczekiwaniami. Wiąże się to z ewentualnymi trudnościami w zagospodarowaniu odpadów (np. przekroczenia wartości dopuszczalnych w testach zgodności).

Generalnie w tradycyjnym procesie spalania powstają głównie popioły i żużle. W zależności od jakości spalanego paliwa odpady te mogą być tak dobrej jakości, że na rynku będzie na nie popyt i będzie można te odpady przeznaczyć do odzysku lub nie traktować ich jako odpady i nadać im status ubocznych produktów.

Wytwarzane odpady (głównie popioły lotne, gipsy) są od razu przekazywane do dalszego przetworzenia. Popioły lotne mogą być dodatkiem do: produkcji spoiw budowlanych, produkcji ceramiki, produkcji kruszyw, podsadzek stosowanych w podziemnych wyrobiskach górniczych, rekultywacji terenów. Gipsy z powodzeniem stanowią wysokiej jakości składnik produkcji materiałów budowlanych.

Z tego powodu niektóre zakłady, choć posiadają własne składowiska odpadów paleniskowych, w praktyce w ogóle z nich nie korzystają, a niektóre całkowicie zrezygnowały z utrzymywania składowisk.

Odpady paleniskowe mogą być też magazynowane, przy czym dla tych miejsc obowiązują wszystkie wymagane prawem obwarowania. W przypadku popiołów, żużli i gipsów nie jest wymagany monitoring wizyjny oraz zabezpieczenie roszczeń, co też przez długi czas nie było jasne i wzbudzało wiele kontrowersji.

Odpady paleniskowe, dla których nie znajdzie się nabywca, najczęściej trafiają w stanie suchym lub mokrym na składowiska odpadów paleniskowych (proces unieszkodliwiania D5).

Odpady deponowane w stanie suchym są przemieszczane najczęściej transportem kołowym do miejsca składowania (jeśli wytwórca sam transportuje odpady, nie trzeba posiadać w tym przypadku pozwolenia na transport).

Odpady deponowane w systemie mokrym, przy użyciu hydrotransportu lub z wykorzystaniem technologii suspensji, są pompowane rurociągami na składowisko. W takim przypadku w pompowniach bagrowych/wytwórniach suspensji na terenie zakładu odpady mieszane są z wodą w odpowiednich proporcjach. Jako medium transportujące stosowane są najczęściej wody technologiczne, których ubytki są uzupełniane w zależności od potrzeb przez oczyszczone ścieki, wody powierzchniowe, wody podziemne. W tym przypadku należy rozważyć retencjonowanie wód opadowo-roztopowych i uzupełnianie nimi ewentualnych niedoborów. Tak powstały odpad to mieszanka popiołowo-żużłowa o kodzie 10 01 80.

### Odpady paleniskowe – badania

Odpady paleniskowe, które trafiają na składowiska odpadów w procesie D5, muszą spełniać określone prawem wymagania. W tym przypadku wymagane są dwa rodzaje badań: podstawowej charakterystyki odpadu wraz z tzw. testem zgodności (badanie odpadów wykonywane przed składowaniem) oraz struktury i składu masy składowanych odpadów (badanie odpadów zdeponowanych).

Obowiązek wykonania podstawowej charakterystyki odpadu wraz z badaniem tzw. testu zgodności wynika z ustawy o odpadach (art. 67 ust. 2, art. 109). Zgodnie z zapisem art. 110 ust. 1 wymienionej ustawy „Podstawową charakterystykę odpadów sporządza wytwórca lub posiadacz odpadów odpowiedzialny za gospodarowanie odpadami, kierujący odpady do składowania na składowisko odpadów”.

Podstawowa charakterystyka odpadów ma określoną zawartość, wskazaną w art. 110 ust. 2 ustawy o odpadach, i zawiera:

- imię i nazwisko lub nazwę podmiotu oraz adres zamieszkania lub siedziby;
- rodzaj odpadów (zgodny z Katalogiem odpadów);
- syntetyczny opis procesu wytwarzania odpadów uwzględniający podstawowe użyte surowce i wytworzone produkty;
- oświadczenie o braku wśród odpadów kierowanych na składowisko odpadów objętych zakazem składowania wymienionych w art. 122 ust. 1 (tj. odpadów w postaci ciekłej, w tym odpadów zawierających wodę w ilości powyżej 95% masy całkowitej, z wyłączeniem szlamów, o właściwościach wybuchowych, żrących, utleniających, wysoce łatwopalnych lub łatwopalnych, zakaźnych medycznych i zakaźnych we-

teryńskich, powstających w wyniku badań naukowych i prac rozwojowych lub działalności dydaktycznej, które nie są zidentyfikowane lub są nowe i których oddziaływanie na środowisko jest nieznane, opon i ich części, z wyłączeniem opon rowerowych i opon o średnicy zewnętrznej większej niż 1400 mm, ulegających biodegradacji selektywnie zebranych, określonych w przepisach odrębnych) – zwykle nie dotyczy to odpadów paleniskowych z branży energetycznej;

- opis zastosowanego procesu przetwarzania odpadów, a także opis sposobu segregowania odpadów lub oświadczenie o przyczynie, dla której wymienione działania nie zostały wykonane – w przypadku odpadów paleniskowych najczęściej wiąże się to z procesem D5, czyli deponowaniem na dedykowanych składowiskach;
- opis odpadów podający kolor, postać fizyczną oraz ich zapach;
- wykaz właściwości w odniesieniu do odpadów, które mogą zostać przekwalifikowane na odpady inne niż niebezpieczne zgodnie z art. 7 i art. 8 – najczęściej nie dotyczy to większości odpadów paleniskowych;
- wskazanie typu składowiska odpadów, na którym odpady mogą być składowane po przeprowadzeniu badań, o których mowa w art. 117, zgodnie z kryteriami dopuszczenia odpadów do składowania na składowisku odpadów określonymi w przepisach wydanych na podstawie art. 118 – w przypadku odpadów paleniskowych dotyczy to najczęściej składowiska odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne;
- oświadczenie o braku możliwości odzysku, w tym recyklingu odpadów – nie dotyczy to odpadów paleniskowych, bowiem odpady, które mogły być przekazane do odzysku, nie trafiają na składowisko;
- podanie częstotliwości przeprowadzania testów zgodności – najczęściej wykonuje się je co 12 miesięcy, jeżeli jednak w instalacji wprowadzono zmiany związane z zastosowaniem innych surowców, materiałów lub zmiany powodujące zmniejszenie albo zwiększenie negatywnego oddziaływania na środowisko, sporządza się nową podstawową charakterystykę odpadów (art. 111 ust. 3);
- ewentualne informacje dodatkowe, o ile są istotne dla eksploatacji danego typu składowiska odpadów, dotyczące: fizykochemicznego składu oraz podatności odpadów na wymywanie oraz zachowania środków ostrożności na składowisku odpadów – istotne, jeśli wiadomo, co z odpadów może ulec wymywaniu, informacja powinna też być podana w przypadku podwyższonego stężenia jonów wodorowych pH, bo istnieje w tym przypadku np. duże ryzyko poparzenia pracowników.

Jeśli odpady paleniskowe nie są deponowane regularnie, wówczas dla każdej partii odpadów wytwarzanych nieregularnie przed ich skierowaniem na składowisko sporządza się odrębną podstawową charakterystykę odpadów (art. 112 ust. 1 ustawy o odpadach).

Nie trzeba wykonywać podstawowej charakterystyki odpadów, jeśli w posiadanym pozwoleniu zintegrowanym albo pozwoleniu na wytwarzanie odpadów zawarte są wszystkie wymienione informacje (art. 110 ust. 3 ustawy o odpadach).

Zgodnie z kryteriami dopuszczania odpadów, zawartymi w rozporządzeniu [5], odpady paleniskowe z grupy 10, niebędące odpadami niebezpiecznymi, mogą zostać zdeponowane na składowisku odpadów innych niż niebezpieczne, jeżeli spełniają kryteria określone w załączniku nr 3 do rozporządzenia [5].

Próbka do badań powinna być pobrana i badana przez laboratorium posiadające akredytację w tym zakresie.

Wyniki badań wraz z podstawową charakterystyką odpadów, zgodnie z art. 114 ust. 1 ustawy o odpadach, wytwórca lub posiadacz odpadów odpowiedzialny za gospodarowanie odpadami przekazuje zarządzającemu składowiskiem odpadów przed przekazaniem odpadów na składowisko. Taki zapis oznacza, że w przypadku odpadów składowanych nieregularnie należy odpowiednio wcześniej przewidzieć deponowanie i mieć odpowiedni zapas czasu na pobranie i przebadanie próbki odpadu oraz sporządzenie dokumentacji.

Jeśli odpady deponowane są w stanie suchym, nie ma problemu z pobraniem próbki przed składowaniem.

Inaczej sytuacja wygląda, jeśli odpady paleniskowe są deponowane jako mieszanka w stanie mokrym przy użyciu hydrotransportu lub technologii suspensji. Dotyczy to przede wszystkim odpadów wytwarzanych i deponowanych regularnie. Dużym problemem jest pobranie próbki przed składowaniem. Odpady (popioły lekkie, popioły ciężkie, żużle – w zależności od jakości tych odpadów i technologii hydrotransportu) są mieszane z wodami technologicznymi w pompowniach bagrowych/wytwórniach suspensji, gdzie nie ma możliwości pobrania próbki odpadu do badań. W praktyce próbki te pobiera się prosto spod wylewek na składowisku odpadów. Innym problemem jest stosowanie do hydrotransportu wód technologicznych, których niedobory są uzupełniane np. ściekami. Może to spowodować, w niekorzystnych warunkach, przejście określonych zanieczyszczeń z wód do odpadu, a tym samym może zaistnieć ryzyko, iż odpad nie spełni kryteriów i nie będzie mógł być deponowany na składowiskach odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne.

Drugim obowiązkowym badaniem, w przypadku składowania odpadów paleniskowych, jest badanie struktury i składu masy składowanych odpadów.

Zgodnie z ustawą o odpadach (art. 124 ust. 3) prowadzenie składowiska odpadów obejmuje wszystkie działania podejmowane w fazie eksploatacyjnej i poeksploatacyjnej dotyczące funkcjonowania składowiska, w tym jego monitoring. Składowisko odpadów prowadzi zarządzający składowiskiem odpadów. Kwestie monitoringu składowiska odpadów zostały ściśle określone w rozporządzeniu [5], gdzie w art. 22 wskazano ten obowiązek. W art. 26 pkt 2 wyjaśniono, iż pod hasłem „prowadzenie badania struktury i składu masy składowanych odpadów” kryje się określenie powierzchni i objętości zajmowanej przez odpady oraz struktury składowanych odpadów. Czynności te należy wykonywać co 12 miesięcy.

Zarządzający składowiskiem odpadów jest zobowiązany do przekazywania wyników monitoringu składowiska odpadów Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska w terminie do końca pierwszego kwartału następnego roku kalendarzowego po zakończeniu roku, którego te wyniki dotyczą (art. 124 ust. 5 ustawy o odpadach).



Na czym badanie struktury i składu masy składowanych odpadów polega w przypadku odpadów paleniskowych?

Powierzchnię i objętość zajmowaną przez odpady można określić na dwa sposoby – przez bilans odpadów deponowanych na składowisku lub przez badania geodezyjne określające przyrost odpadów w okresie od ostatniego badania (roku). Należy przy tym pamiętać o jednostkach – bilans odpadów najczęściej jest wykonywany w jednostkach masy, natomiast objętość podaje się najczęściej w metrach sześciennych. Zastosowanie odpowiedniego przelicznika nie jest łatwe. Źle przyjęty przelicznik może spowodować znaczne rozbieżności pomiędzy obliczoną a rzeczywistą pojemnością składowiska. Przelicznik można przyjąć teoretycznie z gęstości odpadów i ich uwodnienia lub, co zdarza się coraz częściej, wykonując badania wyznaczenia metodą badawczą średniej gęstości objętościowej mieszanki popiołowo-żużlowej. „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o. z powodzeniem świadczył usługi wyznaczania średnich gęstości objętościowych, do tej pory stosowane do przeliczeń.

Sposób badania struktury i składu składowanych odpadów nie jest prawnie dookreślone. W ramach tego obowiązku w akredytowanym laboratorium wykonuje się najczęściej: analizę składu granulometrycznego, podstawowego składu chemicznego oraz zawartości pierwiastków śladowych, badania promieniotwórczości, badania wymywalności odpadów wraz z bilansem anionowo-kationowym.

Celem wykonywania tych badań jest określenie ewentualnych zagrożeń dla środowiska, w tym np. niekontrolowanego wymycia się potencjalnych zanieczyszczeń do wód podziemnych, powierzchniowych lub do ziemi.

## Podsumowanie

Temat odpadów nie jest uregulowany w jednym akcie prawnym, lecz przewija się przez szereg ustaw i rozporządzeń wykonawczych. Najważniejszymi aktami regulującymi problem odpadów są: *Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach*, *Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska* oraz rozporządzenia do tych ustaw. Akty te są często nowelizowane, dlatego trzeba na bieżąco śledzić zarówno propozycje, jak i same zmiany.

W zakresie gospodarowania odpadami w ustawodawstwie polskim występuje kilka pozwoleń/zezwoleń, w tym: pozwolenie zintegrowane, pozwolenie na wytwarzanie odpadów, zezwolenie na przetwarzanie odpadów oraz zezwolenie na zbieranie odpadów.

Powstałe odpady najpierw przygotowuje się do ponownego użycia lub poddaje recyklingowi, a jeżeli nie jest to możliwe z przyczyn technologicznych lub ekonomicznych, poddaje innym procesom odzysku. W ostateczności pozostałe odpady poddaje się unieszkodliwieniu, np. poprzez zdeponowanie na składowiskach.

Na polskim rynku występują trzy rodzaje odpadów: inne niż niebezpieczne i obojętne, niebezpieczne i obojętne. Odpady zebrane są w tzw. Katalogu odpadów, stanowiącym *Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów*. Akt ten zawiera 20 grup odpadów podzielonych według genezy ich powstawania (pierwsze dwie cyfry w kodzie

odpadu). Każda grupa dzieli się na podgrupy (kolejne dwie cyfry), a na końcu dokładne doprecyzowanie miejsca powstania (ostatnie dwie cyfry). O klasyfikacji odpadów decyduje ich wytwórca – na podstawie źródła i procesu powstania odpadu oraz jego właściwości.

Odpady paleniskowe powstające w konwencjonalnych elektrowniach/elektrociepłowniach zawierają się w grupie 10, w podgrupie 10 01 ww. Katalogu odpadów.

Odpady paleniskowe (inne niż niebezpieczne i obojętne), które trafiają na składowiska odpadów w procesie D5, muszą spełniać określone prawem wymagania. W tym przypadku wymagane są dwa rodzaje badań: podstawowej charakterystyki odpadu wraz z tzw. testem zgodności oraz struktury i składu masy składowanych odpadów. Celem pierwszego badania jest określenie spełnienia kryteriów określonych w załączniku nr 3 do rozporządzenia w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach. Drugie badanie ma na celu określenie ewentualnego zagrożenia dla środowiska, jak np. niekontrolowane wymycie się potencjalnych zanieczyszczeń do wód podziemnych, powierzchniowych lub do ziemi.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] *Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach*, Dz.U. 2013, poz. 13, ze zm.
- [2] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 kwietnia 2013 r. w sprawie składowisk odpadów*, Dz.U., poz. 523.
- [3] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 6 lutego 2015 r. w sprawie komunalnych osadów ściekowych*, Dz.U., poz. 257.
- [4] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 11 maja 2015 r. w sprawie odzysku odpadów poza instalacjami i urządzeniami*, Dz.U., poz. 796.
- [5] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 lipca 2015 r. w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach*, Dz.U., poz. 1277.
- [6] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów*, Dz.U., poz. 847.
- [7] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 7 lutego 2019 r. w sprawie wysokości stawek zabezpieczenia roszczeń*, Dz.U., poz. 256.
- [8] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 29 sierpnia 2019 r. w sprawie wizyjnego systemu kontroli miejsca magazynowania lub składowania odpadów*, Dz.U., poz. 1755.
- [9] *Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 2 stycznia 2020 r. w sprawie katalogu odpadów*, Dz.U., poz. 10.
- [10] *Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska*, Dz.U. Nr 62, poz. 627, ze zm.
- [11] *DAB 11: Akredytacja laboratoriów badawczych wykonujących pobieranie próbek i badania odpadów*, Polskie Centrum Akredytacji, wydanie 1, Warszawa 8.01.2018, [https://www.pca.gov.pl/download/data/rep-files/userfiles/\\_public/dokumenty\\_pca/dokumenty\\_ogolne/dab-11-1.pdf](https://www.pca.gov.pl/download/data/rep-files/userfiles/_public/dokumenty_pca/dokumenty_ogolne/dab-11-1.pdf) [dostęp: 15.07.2020].



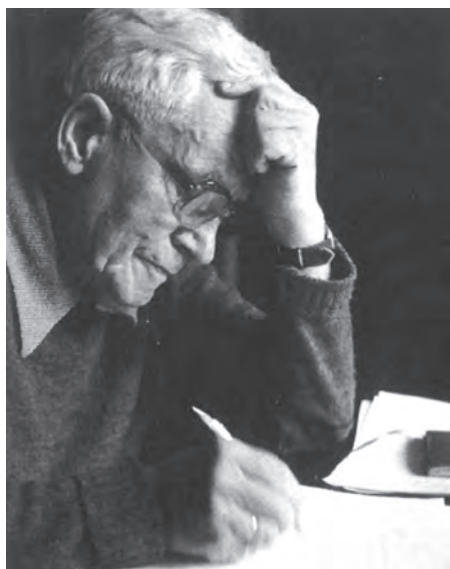
Ludwik Pinko

Redaktor Naczelny Biuletynu Naukowo-Technicznego

Zakładów Pomiarowo-Badawczych Energetyki „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.

## Profesor Lucjan Nehrebecki – założyciel ENERGOPOMIARU

### Professor Lucjan Nehrebecki – founder of ENERGOPOMIAR



Źródło: [1]

Lucjan Nehrebecki urodził się 13 listopada 1900 roku w Lepsińsku w dalekim Turkiestanie, gdzie jego ojciec, jako lekarz wojskowy w stopniu majora, pełnił służbę w armii carskiej. Pięć lat później cała rodzina przeniósła się do Guberni Petersburskiej, a ojciec objął kierownictwo w szpitalu dziecięcym we Wrudzie, który należał do fundacji Marii Fiedorowej, matki cara. W tym samym roku ojciec został przeniesiony do szpitala w Plusie. Tam Lucjan spędzał swoje lata dziecięce. W 1910 roku zdał egzamin do pierwszej klasy szkoły fundacji Księcia Piotra Giergiewicza Olendburskiego w Łudze. Była to placówka o programie średnich szkół realnych typu wojskowego, oparta na regulaminach szkół kadeckich, gdzie obowiązywała wojskowa dyscyplina. W szkole tej Lucjan spędził 3 lata. Wiedzę o Polsce mógł chłonąć tylko podczas wizyt w domu rodzinnym. Duży wpływ na wychowanie patriotyczne miała jego matka, która przypominała mu, iż jest prawnikiem generała Józefa Chłopickiego.

Pod koniec 1913 roku ojciec Lucjana uzyskał zezwolenie na osiedlenie się w obrębie Królestwa Polskiego, do którego wówczas należało Kowno. Tam Lucjan przez pół roku uczęszczał do gimnazjum, aż do wybuchu wojny w 1914 roku. Wówczas matka wraz z dziećmi przeniósła się do Białej Cerkwi koło Kijowa, gdzie Lucjan kontynuował naukę w gimnazjum. W 1916 roku wstąpił do tajnego harcerstwa polskiego, które powstało na terenie szkoły, a od jesieni 1917 roku brał czynny udział w konspiracyjnej Polskiej Organizacji Wojskowej. W 1918 roku wraz z rodzicami powrócił do Kowna. W tym samym roku zaciągnął się jako ochotnik do Kowieńskiego Pułku Strzelców, gdzie został przydzielony do kompanii technicznej. W tym czasie pułk ten rozpoczął walkę w wojnie polsko-bolszewickiej, która trwała aż do późnej jesieni 1920 roku. Będąc jeszcze w wojsku został oddelegowany do Wilna, gdzie po trzech miesiącach zdał maturę. Jednak w maju 1920 roku rozpoczął się drugi etap walki w wojnie polsko-bolszewickiej, gdy bolszewicy zaczęli nacierać na Wilno i Warszawę. W tych walkach brał udział aż do całkowitego wyparcia bolszewików z ziem polskich i wówczas jego pułk z generałem Żeligowskim na czele wkroczył do Wilna, gdzie Nehrebecki służył do sierpnia 1921 roku.

We wrześniu 1921 roku wstąpił na Politechnikę Warszawską, gdzie uzyskał tytuł inżyniera elektryka.

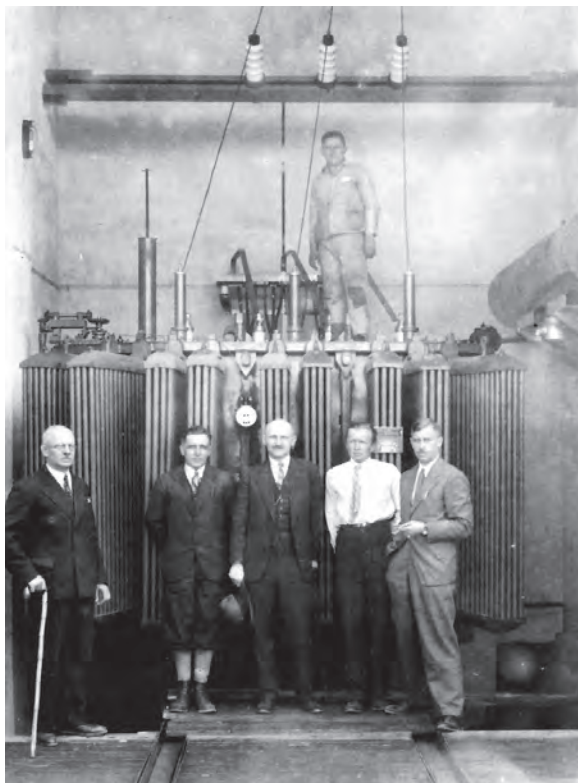
Po ukończeniu studiów, za namową profesora Jana Obrąpalskiego, przybył na Śląsk i podjął pracę w Oddziale Elektrycznym Stowarzyszenia Dozoru Kottów w Katowicach. Tam Lucjan Nehrebecki mógł w końcu wykorzystać swoje doskonałe umiejętności techniczne i organizacyjne.

Został skierowany do pracy w Elektrowni Knurów, a następnie Elektrowni Siemianowice w celu zorganizowania prawidłowej eksploatacji tych zakładów. Jego praca zwróciła uwagę kierownictwa i w 1937 roku został powołany na stanowisko dyrektora technicznego w Dyrekcji Generalnej Hut – Wspólnoty Interesów w Katowicach. Na tym stanowisku pracował aż do wybuchu wojny w 1939 roku. Jako porucznik rezerwy wojsk artyleryjskich został zmobilizowany i brał udział w kampanii wrześniowej w armii generała Kleeberga.

Po bitwie pod Kockiem w październiku 1939 roku dostał się do niewoli niemieckiej i został osadzony w obozie jenieckim w Radomiu, skąd udało mu się zbiec w listopadzie tego samego roku. Nie mógł jednak wtedy powrócić na Śląsk.

W 1940 roku znalazł zatrudnienie w fabryce jedwabiu w Tomaszowie Mazowieckim, gdzie przetrwał okupację i w lutym 1945 roku powrócił na Śląsk, by podjąć pracę przy odbudowie zniszczonego przemysłu energetycznego. Powierzono mu stanowisko naczelnego dyrektora przedsiębiorstwa Elektrownie Górnośląskie ELGÓR z siedzibą w Gliwicach. Od tego czasu związał się z tym miastem na wiele lat swojej działalności zawodowej i życia osobistego.

W czerwcu 1950 roku został powołany na stanowisko Naczelnego Inżyniera w Centralnym Zarządzie Energetyki w Warszawie. Gliwic jednak nie opuścił, gdyż część swojego czasu poświęcał na kształcenie kadr na Politechnice Śląskiej, gdzie w 1946 roku podjął pracę jako wykładowca. W 1950 roku został zastępcą profesora,



Lucjan Nehrebecki (drugi z lewej) przy transformatorze „Aleksander” 40/3 kV; 48 MVA, 1934 r.  
Źródło: [1]



Lucjan Nehrebecki (drugi z prawej) w laboratorium Katedry Urządzeń Elektrycznych, Gliwice 1953 r.  
Źródło: [1]



Profesor Nehrebecki (z kwiatami) podczas uroczystości nadania tytułu doctora h.c. Politechniki Śląskiej, Gliwice 1983 r.  
Źródło: [1]

w 1953 roku otrzymał tytuł profesora nadzwyczajnego, a w 1962 roku tytuł profesora zwyczajnego. Kierował Katedrą Elektrowni na Wydziale Elektrycznym.

Kiedy pracował w Centralnym Zarządzie Energetyki zaproponował nowy schemat działania energetyki. Zorganizował sześć okręgów energetycznych, Państwową Dyspozycję Mocy i rozpoczął rozbudowę sieci, zwłaszcza o napięciu 110 kV. Widząc ogromne trudności techniczne w odbudowywaniu krajowej energetyki doszedł do wniosku, iż niezbędne do tego zadania będzie utworzenie odpowiedniego zaplecza technicznego, które mogłoby szybko rozwiązywać powstające problemy w odbudowywanym systemie energetycznym. To zaowocowało decyzją o utworzeniu w 1950 roku przedsiębiorstwa pod nazwą *Zakład Badań i Pomiarów ENERGOPOMIAR w Gliwicach*, którego dyrektorem naczelnym został Jakub Mandel, a dyrektorem technicznym prof. Lucjan Nehrebecki.

Pierwszą siedzibą ENERGOPOMIARU był zakład A-10 Elektrobudowy w Gliwicach przy ul. Sienkiewicza 5.

Niestety było tam za mało miejsca dla zatrudnianych pracowników, więc prof. Nehrebecki wyszukał zniszczoną niemiecką drukarnię na ulicy Chopina 6 w Gliwicach, którą postanowił zaadaptować dla nowo powstałej firmy. Równocześnie postanowił, iż drukarnia ta po renowacji będzie mogła wykonywać prace dla ENERGOPOMIARU. W drukarni udało się uruchomić jedną maszynę płaską i jedną maszynę dociskową oraz zecernię, która w następnych latach była bardzo pomocna w opracowywaniu sprawozdań z badań i prac pomiarowych realizowanych przez specjalistów ENERGOPOMIARU. W tym okresie energetyka była odbudowywana bardzo szybko, a każdy megawat mocy wytwórczej był na wagę złota. Krajowy przemysł pilnie potrzebował energii elektrycznej, co zmuszało kierownictwo okręgów energetycznych do uruchamiania każdej, nawet najmniejszej elektrowni.

Profesor Lucjan Nehrebecki osobiście zajmował się kompletowaniem załogi ENERGOPOMIARU. Będąc kierownikiem Katedry Elektrowni na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej miał wiedzę o absolwentach, którym warto zaproponować pracę. Rekrutował także studentów Wydziału Mechaniczno-Energetycznego i Wydziału Chemicznego. Po pierwszych pracach organizacyjnych w miejsce dyrektora Jakuba Mandla przyszedł Stanisław Buła, a dyrektorem technicznym pozostał profesor Lucjan Nehrebecki.

Kierownikiem Działu Ciepłego został Witold Sobotkowski, Wydziału Elektrycznego – Henryk Sidor, Wydziału Chemicznego – Witold Nosal-ski, a Wydziału Miernictwa – Henryk Brodacki.

Średni personel techniczny, jak i technicy, elektrycy, energetycy oraz monterzy byli zatrudniani wraz z rozwojem firmy.

Szybki rozwój ENERGOPOMIARU był utrudniony z powodu braku miejsca w budynku przy ul. Chopina, więc w 1952 roku profesor Nehrebecki zaproponował budowę nowej siedziby. Po wyborze działki przy ulicy Świętokrzyskiej 2 w Gliwicach rozpoczęto budowę, która zakończyła się po trzech latach. Obecnie w budynku przy ul. Świętokrzyskiej mieści się siedziba Zakładu Pomiarowo-Badawczego „ENERGOPOMIAR-ELEKTRYKA” Sp. z o.o. Obecna siedziba ENERGOPOMIARU przy ul. gen. J. Sowińskiego 3 w Gliwicach została wybudowana w latach 70.

Chociaż w 1956 roku profesor Nehrebecki odszedł z ENERGOPOMIARU i pracował tylko na Politechnice Śląskiej, to jednak kontaktu z firmą nie stracił. Przez wiele lat był doradcą – zarówno dyrekcją, jak i pracownicy bardzo często konsultowali problemy techniczne i decyzyjne z Profesorem. Dla pracowników ENERGOPOMIARU był dostępny niemal zawsze, zarówno w Katedrze Elektrowni Politechniki Śląskiej jak i w domu, gdy mieszkał w Gliwicach.



Oprócz swojej tytanicznej pracy dydaktyczno-naukowej i zawodowej Profesor znajdował czas na działalność stowarzyszeniową. W 1928 roku wstąpił do Stowarzyszenia Elektryków Polskich (SEP), gdzie aktywnie działał. W 1946 roku został wybrany na prezesa Oddziału Zagłębia Węglowego SEP w Katowicach. Zainicjował utworzenie Gliwickiego Oddziału SEP, który powstał w 1953 roku, a Profesor został jego pierwszym prezesem.

Ogromną rolę Profesor odegrał w przygotowaniu i wydaniu II tomu *Historii Elektryki Polskiej*.

Za działalność stowarzyszeniową został uhonorowany Srebrną i Złotą Odznaką Honorową SEP, Złotą Odznaką Honorową Naczelnej Organizacji Technicznej. W 1975 roku Stowarzyszenie nadało mu najwyższą godność Członka Honorowego SEP.

Za wybitny wkład pracy w działalność dydaktyczno-wychowawczą Profesor otrzymał tytuł zasłużonego Nauczyciela RP i Medal Edukacji Narodowej.

30 listopada 1982 roku Senat Uczelni nadał Profesorowi zaszczytny tytuł akademicki doctora honoris causa Politechniki Śląskiej.

Lucjan Nehrebecki został odznaczony Krzyżem Oficerskim Orderu Odrodzenia Polski. Otrzymał również tytuł Zasłużonego Energetyka RP.

Po śmierci żony w 1978 roku dużo czasu poświęcił na pisanie *Historii Elektryki Polskiej* dla Polskiej Akademii Nauk. W 1981 roku Profesor zawarł nowy związek małżeński i przeniósł się do

Warszawy. W dalszym ciągu prowadził intensywne prace wydawnicze w Komitecie Polskiej Akademii Nauk, choć działalność ta była dla Profesora coraz trudniejsza, gdyż miał duże problemy ze wzrokiem.

Profesor zawsze interesował się ENERGOPOMIAREM, chciał wiedzieć, jakie nowe usługi wdrożył, jaka jest jego „kondycja” oraz co słychać u pracowników, których pamiętał z czasów pracy w firmie.

Profesor zmarł w Warszawie w dniu 17 listopada 1990 roku, a został pochowany w rodzinnym grobowcu na Cmentarzu Centralnym w Gliwicach.

Lucjan Nehrebecki był człowiekiem skromnym, o nieprzeciętnej pracowitości i uczciwości, wysokiej kulturze osobistej, zawsze życzliwy i pełen szacunku dla ludzi, którym służył swoją pomocą i radą. Jego bezpośredni i prosty sposób bycia zjednywał mu powszechny szacunek.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] *Lucjan Nehrebecki. Wspomnienia*, red. Białkiewicz Z., Kuźnik A., Stowarzyszenie Elektryków Polskich – Oddział Gliwicki, Oddział Zagłębia Węglowego Katowice, wyd. 2., Katowice 2000.



**W uznaniu zasług profesora Lucjana Nehrebeckiego  
Oddział Gliwicki Stowarzyszenia Elektryków Polskich  
z okazji swojego 65-lecia ustanowił w 2018 roku  
medal jego imienia.**

Profesor był założycielem i pierwszym prezesem Oddziału Gliwickiego SEP.  
Projekt medalu wykonał Marek Piechota.

Pierwsze medale przyznano Panu Ludwikowi Pinko  
oraz Panu Adamowi Smolikowi, Prezesowi Zarządu „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.

Iwona Gajdowa  
Redaktor naczelna „Energetyki”

# Współpraca redakcji *Energetyki* z ENERGOPOMIAREM na przestrzeni lat

## Cooperation of Energetyka editorial board with ENERGOPOMIAR over many years

Współpraca redakcji *Energetyki* z ENERGOPOMIAREM trwa już od wielu, bardzo wielu lat. Pierwszy jej ślad, jaki odnalazłam w archiwalnych rocznikach *Energetyki*, sięga 1958 roku.

W 1958 roku, w numerze marcowym (3/1958), ukazał się artykuł Autora z ENERGOPOMIARU, mgr. inż. Witolda Sobotkowskiego, zatytułowany *O nieścisłości metody obliczania modernizacji wentylatorów proponowanej przez dra W.N. Kostoczkina*. Mgr inż. Witold Sobotkowski pełnił w tym czasie funkcję kierownika Działu Ciepłego ENERGOPOMIARU.

W tym samym numerze, na IV stronie okładki, została zamieszczona – po raz pierwszy na łamach *Energetyki* – reklama Zakładu Badań i Pomiarów „ENERGOPOMIAR” (a wraz z nią „Cennik ogłoszeń zamieszczanych w czasopiśmie technicznych NOT” – jak można sądzić z zapisów – ujednolicony dla wszystkich ówczesnie wydawanych czasopiśm).

W 1961 roku, w numerze lipcowym (7/1961),

ukazał się po raz pierwszy w *Energetyce*

BIULETYN NAUKOWO-TECHNICZNY

ZAKŁADU BADAŃ I POMIARÓW „ENERGOPOMIAR”

jako DODATEK DO MIESIĘCZNIKA „ENERGETYKA”.

Numerację miał osobliwą: ROK VII – LIPIEC 1961 – NR 1 (20).

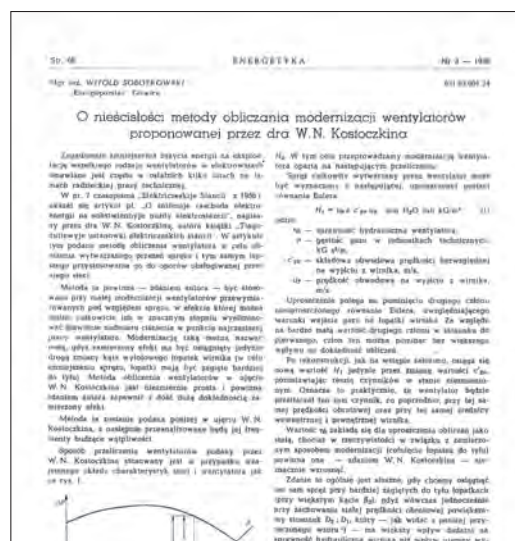
Krótki tekst wprowadzający do Biuletynu wszystko wyjaśniał. Napisano w nim bowiem:

**Ukazujący się dzisiaj „Biuletyn Naukowo-Techniczny” Energopomiaru jest dalszym ciągiem kwartalnika wychodzącego dotychczas pod nazwą „AEP – Z Archiwum Energopomiaru”.**

**Biuletyn ukazywać się będzie co drugi miesiąc (w miesiącach nieparzystych) w formie dodatku do miesięcznika „Energetyka”.**

**Mamy nadzieję, że zmiana formy naszego wydawnictwa zapewni łatwiejsze docieranie niektórych naszych opracowań do szerszego koła zainteresowanych osób, instytucji i przedsiębiorstw.**

Tekst ten podpisano – REDAKCJA. A redakcją Biuletynu, a ściślej jego Kolegium redakcyjne, tworzyli wówczas: prof. inż. Lucjan Nehrebecki – Redaktor Naukowy, mgr inż. Witold Nosalski, mgr inż. Wojciech Ross i mgr inż. Zygmunt Rozewicz – Redaktor Naczelny.



Cena zeszytu zł 12,-

**ZAKŁAD BADAŃ I POMIARÓW**

**»ENERGOPOMIAR«**

GLIWICE, ULICA ŚWIĘTOKRZYSKA Nr 2

**wykonuje** →

- pomiary gwarancyjne i badania eksploatacyjne wszelkich urządzeń cieplno-energetycznych, jak kotłów, turbin parowych i wodnych, chłodziw, elektrod, pomp i wentylatorów, sprzętów itp.
- pomiary odbiorcze i profilaktyczne wszelkich urządzeń i aparatów elektroenergetycznych, jak generatorów, transformatorów, silników elektrycznych, aparatów łączeniowych itp.
- nastawiania zabezpieczeń oraz automatów elektrycznych i ciepłych
- pomiary gwarancyjne i badania eksploatacyjne wszelkich urządzeń do przygotowania wody dla obiegu kotłowego i chłodzącego
- ekspertyzy i badania w zakresie zagadnień chemicznych, jak czyszczenie pary kotłowej i zasilanie się turbin, olejów kotłowych, wlewków mas wymienników oraz analiz paliv, olejów, stópów itp.
- naprawy i sprawdzania wszelkiej aparatury pomiarowej elektrycznej i cieplnej
- aparaturę pomiarową dla celów specjalnych, jak komparatory, sondy do termometrycznej, kalibratory prądu stałego i zmiennego, oporniki zarytkowe itp.
- w własnym kwartalniku pt. „Z ARCHIWUM ENERGOPOMIARU” wyniki ważniejszych zleceń prac i badań.

**produkuje** →

**publikuje** →

**CENNIK OGŁOSZEŃ**

**ZAMIESZCZANYCH W CZASOPISIMACH TECHNICZNYCH NOT**

**Z A TEKSTEM:**

1/1 str. kolumny A4	.....	zł 4700,-
1/2 str. kolumny A4	.....	zł 2400,-
1/4 str. kolumny A4	.....	zł 1200,-

Ogłoszenia drobne za 1 cm<sup>2</sup> ..... zł 10,50

**W TEKSCIE I NA IV STRONIE OKŁADKI**

cena ogłoszeń jest o 50% wyższa. Ponadto za każdy dodatkowy kolumny dodatek o 25%. Cena ogłoszeń drukowanych w 3 kolumnach (całkowicie 2 kolumny) na znaczonych miejscach bezwarunkowo razem z numerem jest wyższa o 50%.

Na życzenie zamawiającego mogą być przyjmowane gotowe lubne wkłady (foliografowane dwustronnie, foldery, prospekty, mapy, plakaty itp.) w formacie A4 lub mniejszym – dołączone do nakładu miesięcznego czasopiśm. Ciepła i ciepła tytułu wynosi zł 150,-.

Wydawnictwa podlegają się również wykonaniu w własnym zakresie wyżej wymienionych wkładów i rozkładaniu ich razem z nakładem wydawnictwa. Wzajemnie lego rodzaju życzenia wymagają sprawnego, indywidualnego umówienia ceny za realizację.

**UWAGA:** Na życzenie zamawiającego podlegają się opromienieniu graficznym ogłoszeń za zwrotu wkładów kosztów drukowania z uwzględnieniem cen Ministerstwa Kultury i Sztuki.

W 1962 roku do Kolegium redakcyjnego Biuletynu dołączył mgr inż. Witold Sobotkowski.

W pierwszym na łamach *Energetyki* Biuletynie ENERGOPOMIARU, w numerze 7/1961, zamieszczono dwa artykuły:

- mgr inż. Zenon Deko, mgr inż. Ireneusz Aksamit, mgr inż. Zdzisław Janson: *Samoczynny regulator napięcia dla generatorów dużej mocy*;
- mgr inż. Tadeusz Szostek: *Praca zabezpieczeń od zwarc w wewnętrznych baterii kondensatorów w układach wielogwiazdowych. Część I.*

W drugim z kolei Biuletynie ENERGOPOMIARU, w numerze 9/1961 *Energetyki*, zamieszczono również dwa artykuły:

- mgr inż. Tadeusz Szostek: *Praca zabezpieczeń od zwarc w wewnętrznych baterii kondensatorów w układach wielogwiazdowych. Część II* (podział artykułów na kilka części przez wiele lat towarzyszył wydaniom Biuletynu; powodem było zapewne ograniczenie objętości jego edycji do ośmiu stron druku);
- inż. Józef Bonin: *Przydatność silnika asynchronicznego pierścieniowego, napędzającego młyn węglowy bijakowy, do pracy w układzie z automatyką SZR.*

W trzecim Biuletynie ENERGOPOMIARU z 1961 roku, opublikowanym w numerze listopadowym, ukazały się następujące artykuły:

- inż. Józef Bonin: *Przyrost temperatury w uzwojeniu stojana silnika asynchronicznego podczas samorozruchu w układzie z automatyką SZR w elektrowniach ciepłych*;
- mgr inż. Józef Szuta: *Wyniki badania odporności krajowych olejów transformatorowych na starzenie*;
- mgr inż. Tadeusz Szostek: *Praca zabezpieczeń od zwarc w wewnętrznych baterii kondensatorów w układach wielogwiazdowych. Część III.*

Wymienione trzy edycje Biuletynu ENERGOPOMIARU z 1961 roku ukazały się pod ciekawą winietką, jaką prezentujemy.



W 1961 roku ukazały się jeszcze, już poza Biuletynem, dwa artykuły. Pierwszy, w numerze 8/1961, mgr. inż. Stanisława Iwan-ka z ENERGOPOMIARU, zatytułowany *Uwagi o mostku Rayzera*, w którym omówiono niektóre właściwości mostka Rayzera, zwracając szczególną uwagę na takie zagadnienia, jak zakres pomiarowy, źródła błędów i możliwość określenia punktu jonizacji. We wnioskach Autor stwierdził, że teoretycznie mostek Rayzera jest przy określaniu punktów jonizacji bardziej czuły niż mostek Scheringa.

Autorem drugiego artykułu, zatytułowanego *Metody pomiaru drgań łopatek turbin parowych*, był mgr inż. Zbigniew Michalik z Działu Elektrycznego ENERGOPOMIARU. W artykule zawarto

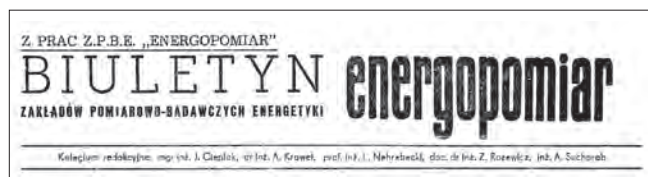
przegląd metod pomiarów częstotliwości drgań własnych łopatek turbin parowych oraz metod oceny wyników pomiarowych stosowanych w ENERGOPOMIARZE.

W lipcowym numerze *Energetyki* z 1962 roku, w numerze 4 Biuletynu, wprowadzono inną winietkę, jaką towarzyszyła jego wydaniom przez wiele lat, aż do 1976 roku.

Tylko jeden raz, w *Energetyce* 1969, w numerze 10, pojawiło się hasło towarzyszące Biuletynowi: „Prace naukowo-badawcze – podstawą i pomocą przy wprowadzaniu postępu technicznego w przemyśle”.



W lipcowo-sierpniowym numerze *Energetyki* z 1976 roku pojawiła się winietka o treści *Z PRAC Z.P.B.E. „ENERGOPOMIAR” – Biuletyn Zakładów Pomiarowo-Badawczych Energetyki „EnerGOPOMIAR”*, jaka towarzyszyła wydaniom Biuletynu do 1978 roku. Wówczas zrezygnowano z nadtytułu *Z PRAC Z.P.B.E. „EnerGOPOMIAR”*. Tak zmodyfikowana winietka przetrwała aż do 1995 roku.



Dla porządku warto odnotować, że w 1981 roku minęło 25 lat wydawania Biuletynu Naukowo-Technicznego ZPBE EnerGOPOMIAR. W numerze *Energetyki* 1981, nr 7/8 odnotowano ten fakt, przypominając, że początkowo Biuletyn ukazywał się pod nazwą *AEP – Z Archiwum EnerGOPOMIARU*. Pierwszy numer *AEP* wydano w maju 1956 roku i zawierał on następujące publikacje:

- J. Rubczyński, W. Sobotkowski: *Ocena kotła OKR-50 na podstawie przeprowadzonych pomiarów*,
- W. Nasalski, R. Sobala: *Zagadnienia czystości pary kotłowej w świetle danych literatury fachowej oraz badań przeprowadzonych przez EnerGOPOMIAR*,
- I. Rayzer: *Sprawdzanie elektrycznych czujników termometrycznych*,
- I. Aksamit, Z. Deko: *Uruchamianie regulatora wzbudzenia generatora z korektorem elektromagnetycznym EPA-102.*

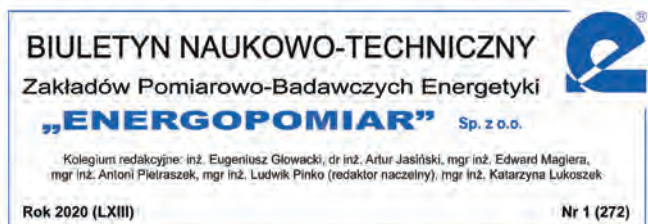
Wspomniano także, że Biuletyn jako dodatek do miesięcznika *Energetyka* ukazuje się już 20 lat. Numer pierwszy Biuletynu wydano w lipcu 1961 roku. O jego zawartości wspominałam już wcześniej.



Od 1976 roku Biuletyn ukazywał się w *Energetyce* cztery razy w roku – w lutym, kwietniu, sierpniu i październiku. Każdy liczył 12 stron. Od 1994 roku ukazywał się trzy razy w roku – najczęściej w lutym, sierpniu i październiku. Bywały też lata aż czterokrotnej edycji Biuletynu i o objętości 32 stron (np. w 2002 roku). Trzy edycje Biuletynu na łamach *Energetyki* przetrwały szczęśliwie po dziś dzień, choć w nieco innych terminach – w styczniu, maju i we wrześniu.



Począwszy od 2000 roku wszystkie wydania *Energetyki* zaczęły ukazywać się w pełnym kolorze. Nastąpiła więc kolejna zmiana w wyglądzie biuletynowych winietek. Ich kształt został ustalony w 2001 roku. I tak samo winietka Biuletynu ENERGOPOMIARU wygląda do dziś. Zmieniały się już tylko składy Kolegiów redakcyjnych i nazwiska redaktorów naczelnych Biuletynu.



W 2000 roku ukazał się numer specjalny *Energetyki* poświęcony w całości ENERGOPOMIAROWI z okazji 50 lat istnienia. Liczył 170 stron i zawierał 32 artykuły. W numerze omówiono pięćdziesięcioletnią historię Firmy, podstawowe kierunki jej dzia-

łania w powojennym okresie odbudowy, rozbudowy i doskonalenia polskich elektrowni, elektrociepłowni i sieci elektroenergetycznych. Przedstawiono również wszystkich dyrektorów oraz kolejne siedziby Firmy. Zaprezentowano najnowsze rozwiązania techniczne stosowane przez ENERGOPOMIAR. Omówiono także wyniki badań i pomiarów oraz rozwiązania problemów, którym specjaliści ENERGOPOMIARU musieli stawiać czoła w swojej codziennej pracy.

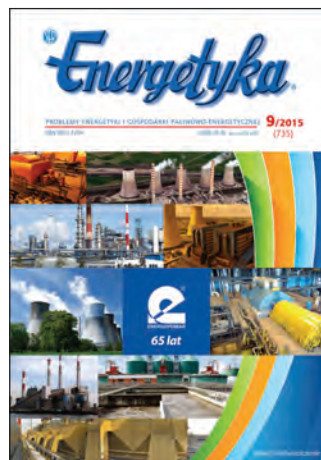
Kolejne jubileusze Firmy były odnotowywane na łamach *Energetyki* w postaci okolicznościowych artykułów. W bieżącym roku, roku siedemdziesięciolecia ENERGOPOMIARU, znów mamy numer specjalny *Energetyki*. Dziękujemy za tę inicjatywę i za zaufanie.



W numerze październikowo-listopadowym *Energetyki* z 2002 roku ukazał się Biuletyn ENERGOPOMIARU numer 200. We wstępie podkreślono, że Biuletyn nie tylko upowszechnia doświadczenia Firmy, ale także ułatwia pracownikom publikowanie ich osiągnięć, czasem ze współautorami z elektrowni i innych instytucji. Często artykuł jest pierwszą publikacją danego autora i taki fakt jest także sukcesem Biuletynu. Na łamach Biuletynu odnotowano ten jubileusz zamieszczając gratulacje nadesłane z innych firm publikujących swoje biuletyny na łamach *Energetyki*, a więc od: IASE – Wrocław, Instytutu Energetyki – Warszawa, Pro Novum – Katowice i Energo-projektu – Kraków. Nie zabrakło także serdecznych słów od naszej redakcji i podziękowań za owocną współpracę. Biuletyn ENERGOPOMIARU stanowi bowiem od lat jeden z filarów *Energetyki*, nie tylko pod względem merytorycznym.



To już dwusetny Biuletyn ZPBE EnergoPomiar



Dr inż. Zygmunt Rozewicz był Redaktorem Naczelnym Biuletynu od początku jego istnienia, od lipca 1961 roku do końca 1981 roku. Na początku 1982 roku funkcję tę objął prof. dr inż. Tadeusz Szostek, który pełnił ją do września 2001 roku i z własnej inicjatywy zrezygnował. Współpraca z redakcją *Energetyki* układała się bardzo dobrze. Biuletyn ukazywał się zawsze planowo, bez żadnych opóźnień. Profesor wielokrotnie osobiście, w redakcji, zatwierdzał do druku ostatnią, bardzo precyzyjnie poprawianą wersję kolejnego wydania. Bardzo lubiłam te redakcyjne spotkania.

Od października 2001 roku Redaktorem Naczelnym Biuletynu został ponownie dr inż. Zygmunt Rozewicz. Prowadził Biuletyn do ostatnich swoich dni. Zygmunt Rozewicz zmarł 2 grudnia 2005 roku. Pamiętam, że cały zespół redakcyjny *Energetyki* boleśnie odczuł jego odejście. Zapamiętałam wiele redakcyjnych dyskusji z udziałem Pana Rozewicza. Podziwiałam jego głęboką wiedzę, bogate doświadczenie i dużą wrażliwość. Można było odnieść wrażenie, że miał niespożytą energię i siłę ducha. Był dla nas wzorem pracowitości, rzetelności i odpowiedzialności.

Od roku 2006 funkcję Redaktora Naczelnego Biuletynu ENERGOPOMIARU pełni mgr inż. **Ludwik Pinko**. I oby jak najdłużej tak było. Bardzo sobie tego życzę i takiej jak dotychczas, bardzo dobrze układającej się współpracy oczekuję. Z Panem Ludwikiem, z okazji jubileuszu 90-lecia urodzin, miałam przyjemność przeprowadzić obszerną rozmowę. Jej efektem był artykuł, jaki ukazał się w numerze 10/2018 *Energetyki*. Z miłym wspomnieniem wracam do okoliczności tej rozmowy i obchodów jubileuszu Pana Ludwika.

Aby nie pominąć żadnej osoby związanej z Biuletynem, sięgnęłam do archiwalnych roczników *Energetyki*. W wyniku poszukiwań udało mi się ustalić wszystkich członków Kolegiów redakcyjnych Biuletynu. A byli nimi (w kolejności alfabetycznej): mgr inż. Joanna Cieplak, mgr inż. Fryderyk Czudejko (sekretarz redakcji w latach 2002–2016), mgr inż. Artur Jasiński, inż. Eugeniusz Głowacki, mgr inż. K. Korolewicz, mgr inż. Krystyna Kowalczyk, mgr inż. Antoni Krawet (zastępca redaktora naczelnego), mgr inż. K. Książek, dr inż. Barbara Kurpanik (sekretarz redakcji w latach 1987–2001), dr inż. H. Kuszek, mgr inż. Katarzyna Lukoszek, inż. Marian Maciejko, mgr inż. Edward Magiera, mgr inż. Witold Nosalski, mgr inż. Jan Penar, mgr inż. Antoni Pietraszek, mgr inż. Anna Rakowiecka, mgr inż. Wojciech Ross, mgr inż. Witold Sobotkowski, inż. Antoni Suchorab.

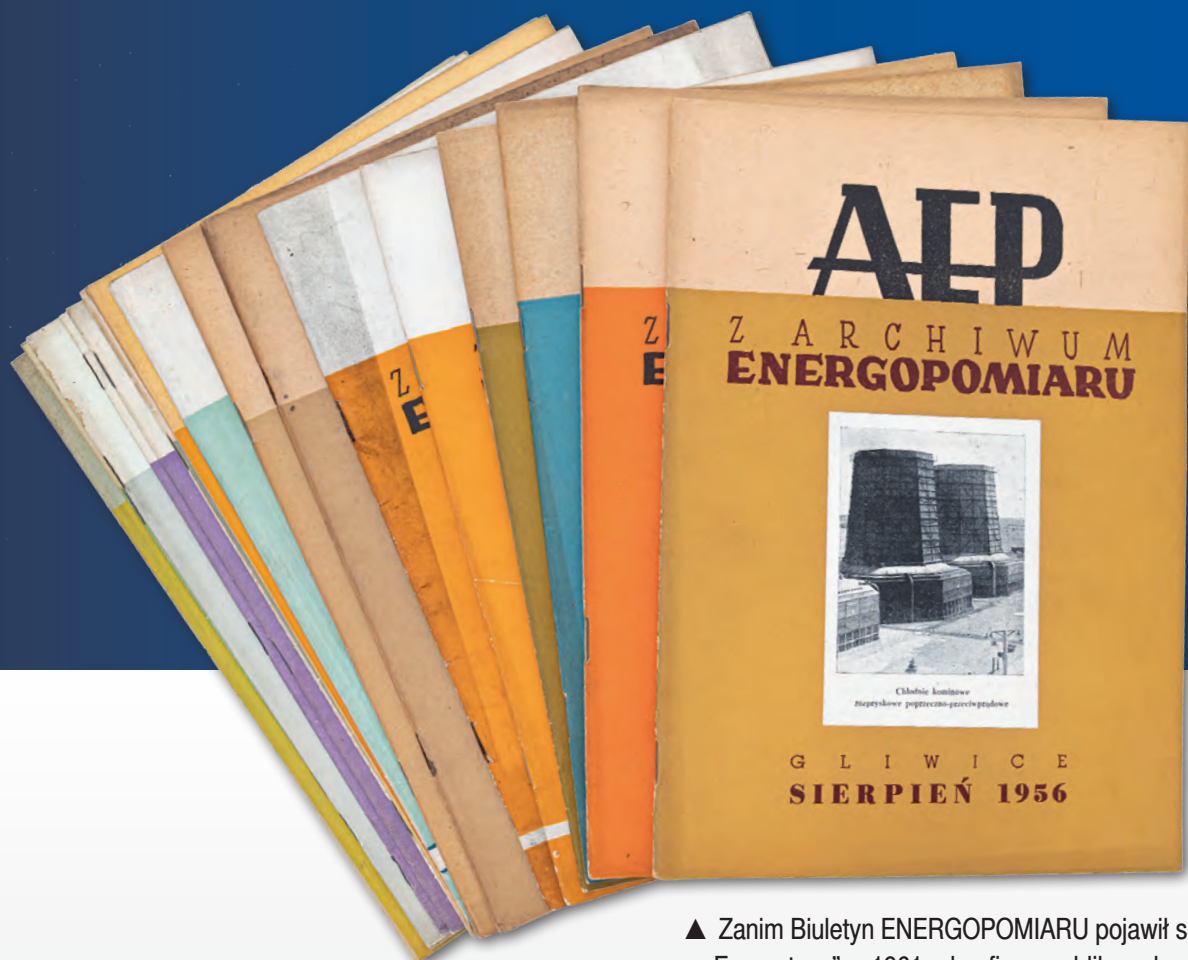
W numerze wrześniowym *Energetyki* z 2016 roku, w Biuletynie ENERGOPOMIARU, odnotowano smutny fakt nagłej śmierci w dniu 21 sierpnia 2016 roku nieodżałowanego sekretarza redakcji Biuletynu – mgr inż. Fryderyka Czudejki. Przez 15 lat zajmował się przygotowywaniem Biuletynu do druku, niezwykle sumiennie, dokładnie, skrupulatnie. Cieszę się, że dane mi było znać Pana Czudejkę i wspólnie redagować przez tyle lat Biuletyn ENERGOPOMIARU.

Współpraca naszej redakcji z firmami to także reklamowanie ich dokonań, najnowszych produktów czy organizowanych konferencji. Pod tym względem współpraca *Energetyki* i ENERGOPOMIARU układa się od wielu lat bardzo interesująco i bardzo dla redakcji korzystnie. Nie było chyba żadnego ważnego wydarzenia w życiu i działalności ENERGOPOMIARU, jakiego byśmy nie odnotowali na naszych łamach. Dziękujemy.

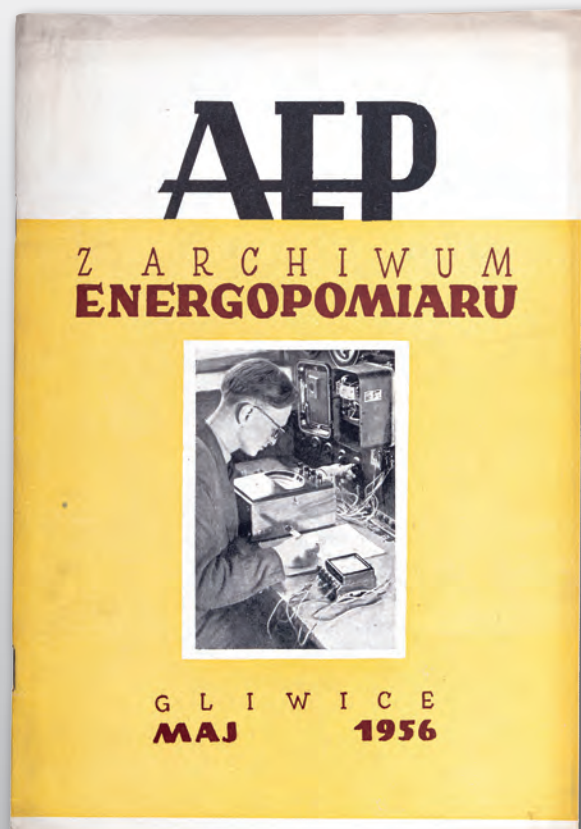
Spotkania członków redakcji *Energetyki* w siedzibie ENERGOPOMIARU w Gliwicach też mają już swoją historię. Odbływały się przez kilka lat zawsze z inicjatywy Prezesa Adama Smolika w siedzibie firmy w Gliwicach, najczęściej na przełomie roku. Gromadziły członków Kolegium redakcyjnego Biuletynu, pracowników zajmujących się promocją ENERGOPOMIARU, osoby współpracujące oraz członków zespołu redakcyjnego *Energetyki*. Omawialiśmy bieżącą sytuację w energetyce i naszym czasopiśmie, wymienialiśmy informacje o konferencjach, odbytych i planowanych, nad jakimi patronat obejmowała *Energetyka* oraz mówiliśmy o planach na najbliższy rok.

Dziękując bardzo serdecznie za dotychczasową owocną, rzeczową, a przede wszystkim bardzo miłą i wzbogacającą współpracę z ENERGOPOMIAREM pragnę zapewnić, że współpraca ta będzie kontynuowana. Dzieło znakomitych energetyków i redaktorów nie tylko pozostanie na łamach *Energetyki*, ale korzystać będą z niego coraz to nowe pokolenia energetyków. Tak już się przecież dzieje. Na naszych artykułach uczą się i korzystając z nich piszą prace dyplomowe kolejne roczniki studentów politechnik. A numery *Energetyki* – jako egzemplarz obowiązkowy – są gromadzone we wszystkich polskich bibliotekach głównych oraz bibliotekach wyższych uczelni technicznych i nietechnicznych w Polsce.





▲ Zanim Biuletyn ENERGOPOMIARU pojawił się w „Energetyce” w 1961 roku, firma publikowała artykuły swoich specjalistów w „AEP – Z Archiwum ENERGOPOMIARU”

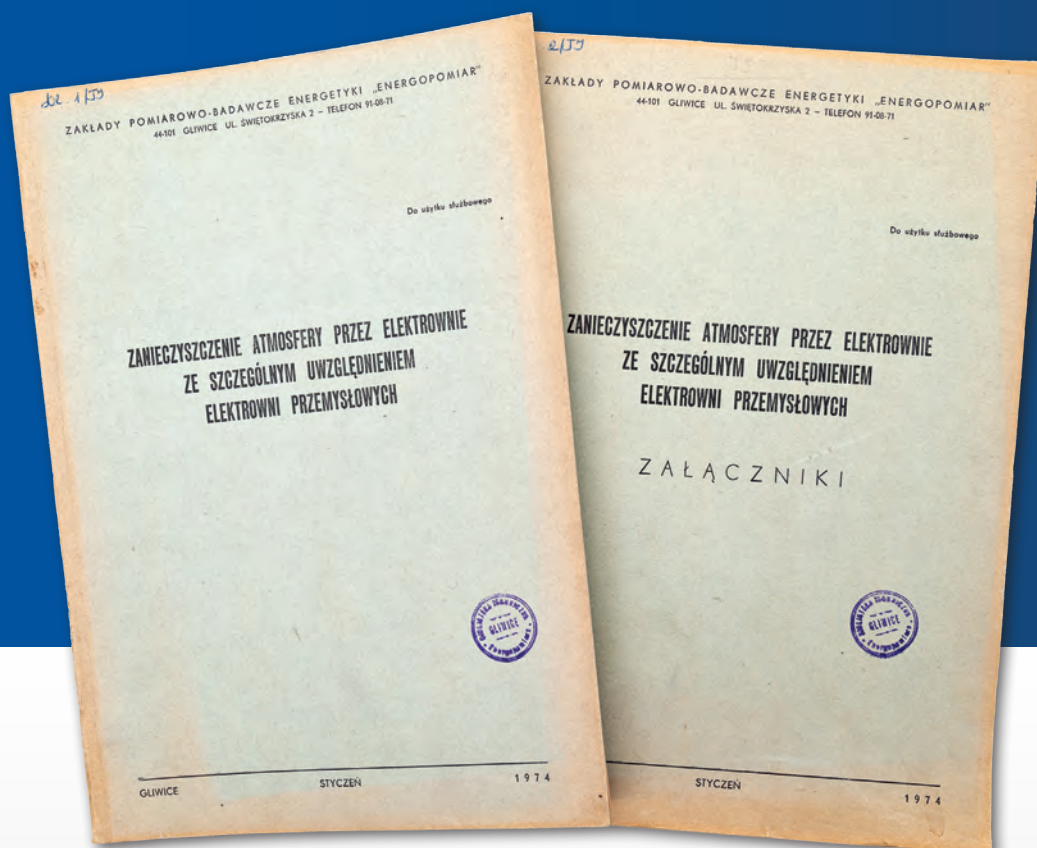


▲ Pierwsze wydanie „AEP – Z Archiwum ENERGOPOMIARU” z maja 1956 roku



▲ Materiały z konferencji ENERGOPOMIARU „Prace pomiarowo-badawcze w rozwoju współczesnej energetyki” (1967 rok)

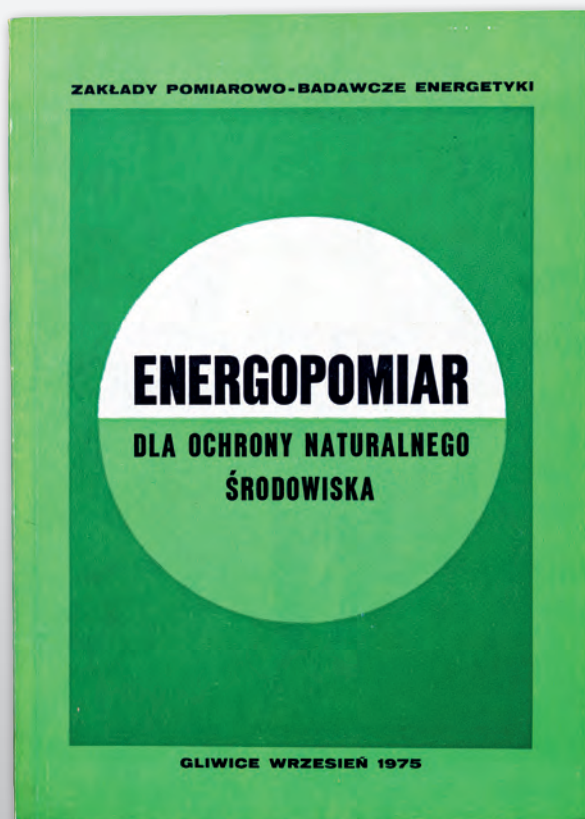




◀ „Zanieczyszczenie atmosfery przez elektrownie ze szczególnym uwzględnieniem elektrowni przemysłowych” – opracowanie ENERGOPOMIARU z 1974 roku



▲ Referaty sympozjum „Odsiarczanie spalin dużych elektrowni ciepłych”, zorganizowanego przez ENERGOPOMIAR wspólnie z Oddziałem Gliwickim SEP w 1974 roku



▲ Oferta ENERGOPOMIARU w zakresie ochrony środowiska z 1975 roku

# 70 lat

wiedza i doświadczenie



#### METODYKA

sprawdzone metody  
badawcze, akredytacje



#### SPRZĘT

doskonale wyposażone  
laboratoria stacjonarne i mobilne



#### MARKA

tradycje inżynierskie,  
wiarygodność i stabilność



#### ZESPÓŁ

specjaliści różnych dziedzin  
o wysokich kompetencjach

[www.energopomiar.com.pl](http://www.energopomiar.com.pl)



@energopomiar