

INSTAL

(376)

9

2016

MIESIĘCZNIK

CENA 24 ZŁ + 5% VAT ISSN 1640-8160

W NUMERZE:

RENOWACJA SIECI PREIZOLOWANYCH

STRATY CIEPŁA W WODNYCH RUROCIĄGACH
CIEPŁOWNICZYCH

NOWA USTAWA O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

ZTUOK W KONINIE

RYNEK MOCY

WYTWARZANIE CHŁODU Z CIEPŁA SIECIOWEGO

ZGAZOWANIE BIOMASY ZANIECZYSZCZONEJ
METALAMI CIĘŻKIMI

NAPĘDY INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH
I CIEPŁOWNICZYCH

RYZYSKO W SYSTEMACH KOMUNALNYCH

MODELE DO BADAŃ WPŁYWU KOROZJI
NA JAKOŚĆ WODY

PĘKNIĘCIA BETONOWYCH PRZEWODÓW
KANALIZACYJNYCH

WŁADYSŁAW SZAFLIK
PROJEKTOWANIE
INSTALACJI CIEPŁEJ WODY
W BUDYNKACH MIESZKALNYCH



więcej na str. 19

Tomasz Chwirowski
Alicja Sista-Olcha

RACJONALIZACJA
ZUŻYCIA ENERGII
W BUDOWNICTWIE
MIESZKANIOWYM



więcej na str. 17

KAZIMIERZ ŻARSKI



WĘZŁY CIEPLNE
W MIEJSKICH
SYSTEMACH
CIEPŁOWNICZYCH

Wydanie II
Zaktualizowane
2014

więcej na str. 43

RUBRYKI STAŁE:

ROZMOWY INSTALU

TAM BYLIŚMY

NOWE KSIĄŻKI

WIADOMOŚCI

Zakład Produkcyjno Usługowy Międzyrzecz POLSKIE RURY PREIZOLOWANE Sp. z o.o.



www.zpum.pl

SYSTEM RUR PREIZOLOWANYCH Z WARSTWĄ ANTYDYFUZYJNĄ
FIRMY ZPU MIĘDZYRZECZ SP. Z O.O.



Lider nowoczesnych technologii. Naturalnie.



Innowacyjny system muf **isojoint III**®

Podwójnie uszczelniony system muf Isojoint III składa się z:

- Termokurczliwej i sieciowanej na całej długości mufy PE-X
- Termokurczliwej folii PE-X z klejem mastik, jako pierwsze uszczelnienie
- Specjalnego kleju częściowo krystalicznego (semikristalin), jako drugie uszczelnienie
- W pełni termokurczliwe, sieciowane mufy PE-X
- Obkurczanie mufy po wykonaniu izolacji z pianki PUR
- Wysoka jakość izolacji muf
- Brak otworów na piankę oraz odpowietrzenie
- Długotrwałe, elastyczne podwójne uszczelnienie
- Płaskie wykonanie muf – jako ogromna zaleta dla statyki rur



RURY CONTI z barierą antydyfuzyjną zgodną z normą PN-EN 253:2013



- NISKA PRZEWODNOŚĆ CIEPLNA: $\lambda_{50}=0,024 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$
- BARIERA ANTODYFUZYJNA – WŁAŚCIWOŚCI IZOLACYJNE SYSTEMU RUR POZOSTAJĄ NIEZMIENNE W CZASIE CAŁEGO OKRESU EKSPLOATACJI
- RURY POJEDYNCZE – DN 25 ÷ DN 200
- RURY PODWÓJNE – DN 25 ÷ DN 100

www.isoplus.pl



GENERALNE wykonawstwo

ISOPLUS Polska Sp. z o.o.
40-599 Katowice, ul. Żeliwna 43,
tel. 32 25 90 410
fax. 32 25 90 411
biuro@isoplus.pl

facebook.com/isopluspolska





ZPU JOŃCA SP. Z O.O.

**najwyższa jakość
solidność
uczciwość
etyka
konsekwencja
długofalowa strategia**

*Dziękujemy szerokiemu gronu partnerów i klientów,
bez zaufania których nasze sukcesy nie byłyby możliwe.*

12 CIEPŁOWNICTWO

Adam Dwojak

Renowacja sieci preizolowanych

Renovation of buried insulated pipes

16 Karolina Han

Nowa ustawa o efektywności energetycznej

– zmiany dla branży ciepłowniczej

The new Energy Efficiency Act – changes for the heating sector

20 Ewa Kręcielewska

Straty przenikania ciepła w wodnych rurociągach ciepłowniczych – część I

Heat transfer losses in the district heating pipelines – part I

29 ŹRÓDŁA CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Elżbieta Streker-Demińska

Zakład Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów

Komunalnych w Koninie

Thermal recycling facility in Konin

34 Wojciech Dąbrowski

Rynek mocy. Szansa czy zagrożenie dla kogeneracji?

Capacity Market. An opportunity or a threat for cogeneration?

38 Piotr Ziembicki, Jan Bernasiński, Ryszard Francuz

Wytwarzanie chłodu z ciepła sieciowego w Zielonej Górze

The chilled water production using a heat from district heating system in Zielona Góra

44 Sebastian Werle, Daniel Bisorca, Marta Pogrzeba,

Jacek Krzyżak, Izabela Ratman-Kłosińska, Daniela Burnete

Analiza kosztów procesu zgazowania biomasy

zanieczyszczonej metalami ciężkimi na przykładzie

wybranych krajów Europy Środkowej i Wschodniej

Cost benefits analysis of the heavy metal contaminated biomass

gasification process - case study for the selected Central and

Eastern European countries

49 Katarzyna Stolarczyk

Niższe koszty eksploatacyjne i większy zwrot z inwestycji.

Licznik ciepła i chłodu Multical® 403

Lower operational cost of operation higher return on investment.

Heat & cooling meter Multical® 403

52 POMPY I ARMATURA

Maciej Bojkowski, Robert Łudzień

Bezpieczeństwo funkcjonalne oraz nowatorskie podejście do projektowania napędów dla instalacji przemysłowych i sieci ciepłowniczych

Functional safety and innovative approach to actuators design in the service of industrial installations and district heating

55 SYSTEMY KOMUNALNE

Janusz Ryszard Rak

Wybrane aspekty związane z ryzykiem w systemach komunalnych

Some aspects related to the risk in municipal systems

59 WENTYLACJA, KLIMATYZACJA, CHŁODZENIE

Zbigniew Trzeciakiewicz, Natalia Wąchała

Wpływ wybranych czynników oraz rozwiązań klimatyzacji

na charakterystykę energetyczną zabytkowego budynku

The impact of selected factors and air conditioning solutions

on the energy performance of a historic building

63 WODOCIĄGI I KANALIZACJA

Tomasz Laskowski, Jacek Nawrocki

Idea i konstrukcja modeli do badań wpływu korozji na jakość wody

Idea and construction of models for observation

of corrosion impact on water quality

67 Emilia Kuliczowska, Joanna Mazur

Szerokości pęknięć podłużnych a deformacje betonowych przewodów kanalizacyjnych

The longitudinal crack widths and deformation magnitude of concrete sewer pipes

RUBRYKI STAŁE

4 Rozmowy Instal

Tam byliśmy

28 PGNiG TERMIKA kupiła Spółkę Energetyczną „Jastrzębie”

Nowe książki

17 Racjonalizacja zużycia energii w budownictwie mieszkaniowym

19 Projektowanie instalacji ciepłej wody w budownictwie mieszkaniowym

43 Węzły ciepłownicze

Wiadomości

BELIMO®

Siłowniki z uniwersalną konsolą umożliwiającą zamontowanie na zaworach różnych producentów

RETRO  FIT

BELIMO Siłowniki S.A.

ul. Jutrzenki 98, 02-230 Warszawa tel. 22 886 53 05-07 fax 22 886 53 08

www.belimo.pl

www.belimo.pl



Jubileusz XX Forum Ciepłowników skłania do wspomnień i refleksji, a także planowania przyszłości. I Krajowa Konferencja nt. „Modernizacja miejskich systemów ciepłowniczych w Polsce”, której kontynuacją jest Forum, odbyła się w Międzyzdrojach 23-25.09.1991 r. Poniżej wykaz referatów z tej Konferencji i jak widać zagadnienia z tamtego okresu są nadal aktualne. Chociażby kierunek obniżania parametrów sieci ciepłowniczych – wtedy ze 150 °C na zasileniu do 130°C – obecnie średnio 120°C, a nawet w niektórych mniejszych sieciach lub fragmentach dużych sieci znacznie mniej. Nadal istotne są problemy finansowania modernizacji systemów ciepłowniczych. Zagadnienia związane z opomiarowaniem i rozliczaniem zużycia ciepła w budynkach budzą wciąż wiele zastrzeżeń, szczególnie od strony prawnej – patrz niedawna zmiana §45a ustawy Prawo energetyczne (opublikowaliśmy na ten temat artykuł dr inż. Andrzeja Mroczkowskiego w nr 7-8/2016 Instal). Modernizacja/wymiana na nowe źródła ciepła to też temat obecnie bardzo aktualny, a pytanie w jakim kierunku to robić często nie znajduje zadowalającej odpowiedzi. Modernizacja instalacji c.o. i c.w., stosowanie w węzłach cieplnych zasobników ciepłej wody czy obliczanie zapotrzebowania na ciepło budynków to tematy ciągle dyskutowane.

- Miękus A. Potrzeby modernizacji miejskich systemów ciepłowniczych w Polsce na przykładzie miasta Szczecina
- Wasilewski W.: Możliwość obniżenia obliczeniowej temperatury zasilania ze 150°C do 130-135°C w istniejących systemach ciepłowniczych
- Mróz J.: Zasady wprowadzania modernizacji warszawskiego systemu ciepłowniczego i poprawy izolacyjności cieplnej budynków
- Rosada J. Problemy finansowania modernizacji systemów ciepłowniczych
- Schmitt F., Stadtwerke Mannheim AG: What would be the Economical Effects of the Renovation Measures Proposed by the World Bank for the District-heating System in Warszawa
- Schmitt F., Stadtwerke Mannheim AG: An Overview of the latest Technical Advantages in District-heating Transfer Substations
- Dembecki F.: Wdrażanie automatyki w ramach modernizacji systemów ciepłowniczych

- Malinowski W.: Problemy przy wprowadzaniu urządzeń do opomiarowania zużycia energii cieplnej
- Turkiewicz K., Soehrich E.: Kierunki, nakłady i efekty działań, zmierzających do ograniczenia potrzeb i zużycia ciepła w systemach ciepłowniczych okręgów przemysłowych
- Mańkowski S.: Modernizacja źródeł ciepła
- Sobański R.: Wykorzystanie wód geotermalnych na świecie
- Strybel J.: Energia geotermalna, celowość i możliwość jej wykorzystania w województwie szczecińskim
- Hozer J.: Szczecińska droga do komunalizacji i prywatyzacji WPEC-u
- Kwiatkowski J.: Właściwości opomiarowanych ogrzewań mieszkaniowych
- Rabjasz R.: Zasady modernizacji instalacji centralnego ogrzewania przy montażu termostatycznych zaworów grzejnikowych
- Okoń P.: Zagadnienia związane z zamierzoną nowelizacją normy dotyczącej

obliczania zapotrzebowania ciepła pomieszczeń

- Cieślukowski R., Szaflik W.: Problem wykorzystania zasobników ciepłej wody użytkowej w węzłach ciepłowniczych
- Turlejski S.: Wspomaganie komputerem projektowania adaptacji systemów ciepłowniczych do obniżonej temperatury zasilania
- Milewski W.: Możliwości i celowość zastosowania powłok natryskiwanych cieplnie w energetyce i ciepłownictwie

W towarzyszącej Konferencji wystawie uczestniczyło dwadzieścia kilka firm z kraju i zagranicy. Wspomnę tu chociażby istniejące obecnie: TERMEN z Wrocławia (dyrektor Tadeusz Kordysz), INFRACORR z Gdyni (prezes Zbigniew Borkowski), Landys&Gyr Polska, ENVIROMPEX/ENVIROTECH z Poznania (prezes Janusz Tomaszewicz), ENER-GOTERM Toruń, POWOGAZ Poznań, CIBET z Warszawy, UNITEX z Gdańska (prezes Jan Marjanowski).

Janusz Wróblewski



Jacek Szymczak Prezes Izby Gospodarczej CIEPŁOWNICTWO POLSKIE

Jak Pan ocenia zmiany w polskim ciepłownictwie na przestrzeni tego okresu?

Mogę odnieść się do zmian, które miałem możliwość obserwowania od 2000 roku. A są one bardzo istotne i pozytywne zarazem. Dotyczą praktycznie wszystkich obszarów prowadzenia biznesu. Patrząc na szereg wskaźników wyraźnie widać postęp i osiągnięcia w obszarze techniczno-technologicznym. Znacząco zredukowano emisję wszystkich szkodliwych sub-

stancji. Wzrosła efektywność zarówno w obszarze wytwarzania jak i przesyłu. Przedsiębiorstwa zostały zrestrukturyzowane, również pod kątem kosztów prowadzenia działalności (choć kosztowy model regulacji co do zasady praktycznie nie uległ zmianie). Jakość zarządzania firmami jest na bardzo wysokim poziomie i nie jest to tylko cecha dotycząca największych przedsiębiorstw. Niezwykle ważnym jest otwartość na klienta, który w istocie decyduje o naszym funkcjonowaniu. Przedsię-

biorstwa ciepłownicze doskonale o tym wiedzą bez względu na dyskusję o „monopolu ciepłowniczym” na rynkach lokalnych. Mówiąc o rynkach lokalnych to proszę zwrócić uwagę na fakt, iż firmy ciepłownicze stają się partnerem samorządu lokalnego, realizują szereg działań i usług wykraczających poza wytwarzanie i dostawę ciepła. Oczywiście szereg tematów nadal jest aktualnych, w tym natury technicznej, ale jest to raczej efekt naturalnego postępu niż braku rozwiązań.

A jak zmieniło się Forum?

W pewnym sensie tak jak branża. Obecne Forum na przykład jako temat przewodni traktuje właśnie o roli sektora w rozwoju miast. Są i myślę zawsze będą obecne tematy techniczne ale uważam, że technika nie jest dziś głównym czy jedynym tematem rozmów uczestników Forum, również tych kularowych. Na przestrzeni lat coraz więcej miejsca zajmują tematy strategiczne dotyczące między innymi polityki energetycznej państwa, wpływu regulacji unijnych, polityki regulacyjnej, przekształceń własnościowych czy działań budujących świadomość i pozycję marki ciepła systemowego wśród klientów czy polityków.

Jakie są według Pana podstawowe problemy obecnego ciepłownictwa w Polsce?

Proponuję, by zamiast sformułowania „problemy” używać słowa „wyzwania”. Zmiana formy wprowadzenie nie wpływa na ocenę merytoryczną, ale pokazuje otwartość i gotowość do rozwiązywania istotnych zagadnień. A tych jest nie mało i dlatego trzeba spróbować je jakoś usystematyzować. Obszar legislacyjny zarówno unijny jak i krajowy to jeden z nich. Wiadomo już z jakimi wyzwaniami spotkamy się podczas realizacji wymagań zawartych w dyrektywach MCP oraz IED i wynikających z konkluzji BAT. Groźniejszy jednak może być ETS. Na poziomie unijnym wciąż przeważa przekonanie o konieczności redukcji emisji CO₂, bez względu na zróżnicowaną sytuację państw członkowskich oraz bez względu na bardzo prawdopodobne negatywne skutki gospodarcze a nawet społeczne. Istotnym będzie końcowe sprawozdanie Komisji Europejskiej z badania sektorowego dotyczącego mechanizmów zapewniających moc wytwórcze. Dokument (powinien być gotowy z końcem bieżącego roku) będzie rzutował na opracowywany właśnie w Polsce Rynek Mocy, istotny dla ciepłownictwa z punktu widzenia funkcjonowania i rozwoju kogeneracji. A jeśli o kogeneracji mowa to bardzo ważnym w ramach krajowej legislacji jest ustawowe wprowadzenie długoletniego, zgodnego z aktualnymi zasadami pomocy publicznej systemu wsparcia tej właśnie technologii. W polskim prawie ciągle brakuje dedykowanego, ustawowego rozwiązania regulującego stany prawne sieci energetycznych. „Spec ustawy”, ani aktualne rozwiązania z obszaru planowania i zagospodarowania przestrzennego, nie są rozwiązaniem wystarczająco efektywnym. Ciepłownictwo systemowe podlega silnej regulacji administracyjnej. Uwa-

żam, że już najwyższy czas zmienić model regulacji w ciepłownictwie. Formuła kosztowa z całą pewnością „przeżyła się”, a urzędnicze podejście do ciepłownictwa odstaje od realiów prowadzenia tego biznesu.

Nowy system musi być również bardziej elastyczny, co pozwoliłoby na składanie bardziej konkurencyjnych ofert w stosunku do innych sposobów zaopatrzenia w ciepło. Myślę zatem, że już czas rozpocząć merytoryczną dyskusję nie tylko nad modelem regulacji sektora, ale również modelem dla całego ciepłownictwa systemowego. Kolejnym ważnym obszarem generującym szereg wyzwań jest sfera finansowa w tym pomoc publiczna. Korzystanie z wsparcia środków publicznych (unijnych i krajowych) jest obecnie czasami niezbędne do realizacji inwestycji. Tymczasem dla ciepłownictwa w tzw. nowej perspektywie finansowej nie zapewniono, przynajmniej takich jak w poprzedniej perspektywie, możliwości korzystania z tej formy pomocy. Dotyczy to sieci ciepłowniczych (bardzo negatywny warunek spełniania tzw. efektywnego systemu ciepłowniczego) czy brak wspierania źródeł skojarzonych o mocy powyżej 20MW (innych niż wykorzystujących OZE).

29 czerwca bieżącego roku Prezydent Andrzej Duda podpisał nowelizację ustawy o odnawialnych źródłach energii. Nowe zasady mają wejść w życie 1 lipca br. Znalazł się tam między innymi zapis dotyczący obowiązku zakupu ciepła z OZE. Czy jest on korzystny dla branży ciepłowniczej?

Ten nowy zapis może być negatywny dla sektora i dla klientów-mieszkańców. W obecnym brzmieniu został między innymi zniesiony warunek ograniczający cenę jednostkową ciepła zielonego, które musi być kupione i wprowadzone do systemu. Brakuje również rozwiązania zabezpieczającego przed wypieraniem efektywnych, już stosowanych technologii, przez obowiązkowy zakup zielonego ciepła. Nie rozumiem na przykład dlaczego w starej ustawie, jak również w tej znolizowanej, zielone ciepło (produkowane np. w ciepłowni) ma wypierać lub ograniczać funkcjonującą kogenerację. Zalety kogeneracji branżystom są znane, ale z punktu widzenia mieszkańców rozwój tej technologii w połączeniu z likwidacją palenisk indywidualnych czy nieefektywnych kotłowni lokalnych oznacza również istotne ograniczanie niskiej emisji. Mam nadzieję na merytoryczną dyskusję na poziomie rząd – samorząd

gospodarczy przy pracy nad rozporządzeniem dotyczącym tego obowiązku. W docelowym brzmieniu tego artykułu wszystkie najistotniejsze kwestie regulujące obowiązek zakupu zielonego ciepła zostały delegowane właśnie do przepisu wykonawczego.

Czego, w sensie zmian w przepisach, może oczekiwać branża ciepłownicza w najbliższej przyszłości?

Nasze oczekiwania dotyczą zarówno rozpoczętych lub zapowiedzianych prac legislacyjnych jak również nowych, o które zabiegamy. Klika przykładów legislacyjnych przytoczyłem odnosząc się do wyzwań dla ciepłownictwa, ale zabiegamy na przykład o rozpoczęcie prac nad nowym, długoletnim i oczywiście zgodnym z zasadami pomocy publicznej systemem wsparcia kogeneracji. Zabiegamy również o działania rządowe zmieniające unijne nastawienie do tzw. nieefektywnych systemów ciepłowniczych. Unijna definicja i w konsekwencji brak możliwości aplikowania o środki finansowe na takie sieci ciepłownicze, z efektywnością nie ma nic wspólnego. Na poziomie, unijnym w ramach możliwości naszej Izby, bezpośrednio działamy na rzecz poprawy zapisów w nowym ETS-e oraz pracujemy na rzecz właściwego potraktowania sektora w unijnej strategii. W ramach prac rozpoczętych oczywiście byliśmy i jesteśmy merytorycznie obecni przy ustawach o OZE, efektywności energetycznej. Duże znaczenie przywiązujemy do prac nad rynkiem mocy, gdzie analizujemy stopień i realne możliwości uczestnictwa jednostek skojarzonych w tym rozwiązaniu. Pamiętamy również o zapowiedzi opracowania nowej polityki energetycznej kraju. I również w tym przypadku mam nadzieję na merytoryczną współpracę, choć zapewne tylko w ramach konsultacji społecznych. Pracujemy nad uwagami do strategii odpowiedzialnego rozwoju opracowywanej pod kierownictwem Ministra Rozwoju, jako że dokument ten odnosi się również bezpośrednio do ciepłownictwa. Oczywiście są to tylko przykłady, bowiem prac nad przepisami jest znacznie więcej. Natomiast zawsze staramy się uświadamiać potencjał sektora, podkreślać korzyści wynikające z pełnego i kompleksowego traktowania go w przepisach. Bardzo ważnym jest, że wspomniane korzyści dotyczą zarówno miast, w których jesteśmy, jak również są istotne z krajowego punktu widzenia.

Dziękuję za wypowiedź

Janusz Wróblewski

Kilka zdań o historii Forum Ciepłowników w Międzyzdrojach prof. dr hab. inż. Ryszarda Cieślukowskiego z Politechniki Szczecińskiej

XX Forum Ciepłowników, które odbędzie się w dniach 11-14 września br. w Międzyzdrojach skłania do przypomnienia kilku znaczących etapów jego historii.

Jako biorący udział w tych wydarzeniach mam dobrą okoliczność, aby przypomnieć część zdarzeń determinujących ewolucję, która doprowadziła do ukształtowania się dzisiejszego charakteru spotkań ciepłowników w Międzyzdrojach.

Rozpoczęło się od czasów, kiedy jeszcze byliśmy w PRL-u.

Naukowcy, eksploatacyjni i projektanci systemów grzewczych postanowili organizować wspólne obrady – konferencje pod hasłem wymiany dotychczasowych doświadczeń. Pierwsza taka integracyjna konferencja odbyła się w domu wypoczynkowym „Rybniczanka” w Świnoujściu w roku 1988.

Pierwszemu spotkaniu przewodniczył prof. Stanisław Mierzwiński z Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Forum Ciepłowników poprzedzały także konferencje pod hasłem „Modernizacja Miejskich Systemów Ciepłowniczych w Polsce”.

Hasło konferencji i cel sformułował Pan Adam Miękus ówczesny dyrektor Wojewódzkiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Szczecinie.

Hasło zaakceptowali ówcześni współorganizatorzy spotkań w Świnoujściu. Wyznaczyli też termin i miejsce spotkań w Międzyzdrojach. Pierwsza konferencja obradowała w domu wypoczynkowym „Rybak”- Międzyzdroje w dniach 23-25 września 1991 roku. Warto tych pierwszych współorganizatorów wymienić. Byli to: Pan Jerzy Woźniak dyrektor PEC Poznań, Pan Janusz Mróz dyrektor Stołecznego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Warszawie, Pan Tomasz Kuplicki z Krajowej Rady Energetyki Ciepłej, Pan Zbigniew Werbanowski z Unii Ciepłownictwa i Przedsiębiorstwa Ciepłownicze Okręgu Północnego. Ponadto Politechnika Warszawska i Politechnika Szczecińska oraz wymieniony na wstępie autor hasła Pan Adam Miękus. Pan Jerzy Woźniak widoczny jest na fot. 1.

Jako przewodniczący komisji nagradzającej wyróżnione firmy z kraju, prze-



Fot. 1

mawia, a wspierającymi są członkowie komisji.

Wieloletniego przewodniczącego Komitetu Naukowego Forum profesora zw. dr hab. Witolda Wasilewskiego wspomniamy widząc Go na fot. 2 wtedy, kiedy



Fot. 2

podczas Forum miał czas spojrzeć na molo jeszcze nie tak ładne jak dzisiaj.

Stronę merytoryczną pierwszej konferencji ciepłowników w Międzyzdrojach uzupełniały między innymi informacje o realizacji i zamierzeniach modernizacyjnych systemów ciepłowniczych w: Szczecinie, Poznaniu i Warszawie.

O stronie merytorycznej pierwszej konferencji w roku 1991 wypowiedział się Pan prof. Stanisław Mierzwiński w swoim słowie wstępnym zamieszczonym w materiałach konferencji: „W ciepłownictwie dokonywane są ważne przekształcenia własnościowe, organizacyjne, ekonomiczne i techniczne. Konieczny jest rozwój współpracy międzynarodowej i zwiększony udział krajowych producentów oraz wielokierunkowy rozwój myśli technicznej, technologii i działalności naukowej”.

W towarzyszącej Konferencji wystawie brało udział ogółem 24 firm, w tym 9 firm z zagranicy.

Wystawcy mogli przedstawić swoje produkty uczestnikom konferencji reprezentującym tak szerokie grono ciepłowników polskich.

W późniejszym czasie skutkowało to szerszym wdrażaniem produktów w modernizowanych polskich systemach ciepłowniczych.

Konferencje pod niezmiennym hasłem odbywały się aż do roku 1996 włącznie.

Pana dyrektora Adama Miękusa i autora Ryszarda Cieślukowskiego podczas rozmowy na spotkaniu towarzyskim przedstawia fot. 3.



Fot. 3

Kolejne konferencje odbywały się już pod nazwą Forum. Hasło „Forum” pojawiło się z inicjatywy Pani Janiny Sobótki – Skiba, która wówczas pełniła funkcję prezesa Izby Gospodarczej „Energetyka Ciepła”. Pani prezes i prezes Krajowej Rady Energetyki Ciepłej Pan Tomasz Kuplicki oraz prezes Unii Ciepłownictwa Zbigniew Werbanowski (przemawia) widoczni są na fot. 4.



Fot. 4

Inicjatywę Pani Prezes Janiny Sobótki – Skiby zaaprobowano szerokie gremium przedsiębiorstw ciepłowniczych. Warto więc przypomnieć, kto wchodził w skład komitetu organizacyjnego pierwszego Forum Ciepłowników w 1997 roku.

Forum w roku 1997 reprezentowali:

- prezes Janina Sobótki – Skiba,
- prezes Zbigniew Werbanowski,
- prezes Jerzy Woźniak z PEC Poznań,
- dyrektor Janusz Mróz z SPEC Warszawa,
- dyrektor Hubert Siwy z PEC Katowice,
- prezes Leszek Ciurlik z MPEC Kraków,
- prezes Aleksandr Wellenger z OPEC Gdynia,
- prezes Marek Rakowicz z MPEC Wrocław,
- dyrektor Andrzej Burkowski z WPEC Szczecin,
- rektor Stefan Berczyński z Politechniki Szczecińskiej.

W składzie Komitetu Naukowego pierwszego Forum byli:

- profesorowie Stanisław Mańkowski i Witold Wasilewski z Politechniki Warszawskiej,

- profesor Janusz Kwiatkowski z Politechniki Lubelskiej,
- profesorowie Ferdynand Dembecki i Edward Szczechowiak z Politechniki Poznańskiej,
- profesor Politechniki Szczecińskiej Ryszard Cieślukowski.

Wiodące problemy pierwszego Forum Ciepłowników najlepiej ujął w swoim słowie wstępnym przewodniczący sekcji Ogrzewnictwa i Wentylacji PAN prof. zw. Gerard Jan Besler. Wymienił takie problemy, jak:

- skutki wynikające z prawa energetycznego,
- przekształcenia strukturalno – organizacyjne przedsiębiorstw,
- marketing usług ciepłowniczych we współpracy z odbiorcami,
- ocena dotychczasowego procesu modernizacji systemów ciepłowniczych,
- prognozy dotyczące kierunków rozwoju miejskich systemów ciepłowniczych.

W kolejnych latach tematy spotkań formułowano w ramach głównego nurtu pro-

cesów zachodzących w polskim ciepłownictwie.

Przez dłuższy okres modernizacja ciepłownictwa była planem, później stała się już faktem, co wiązało się z istotnym problemem bezpośrednio tączącym się z źródłami finansowania.

Od pierwszego Forum włącznie z tegorocznym mamy nie tylko wiernych uczestników, ale także opiekunów medialnych. Ze strony miesięcznika Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych „Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja”, jak również miesięcznik INSTAL z byłego COBRTI „Instal”.

Obecne Forum wysuwa na plan pierwszy innowacyjność i spojrzenie w przyszłość.

Natomiast spojrzenie w przeszłość pozwala na wyrażenie zdania, że dwadzieścia lat wcześniej i później, inicjatorzy i organizatorzy Forum - spotkań ciepłowników w Międzyzdrojach tworzą dobre podstawy dla dzisiejszego obrazu wysiłków i troski o dalszy rozwój ciepłownictwa w Polsce.

■



Mnóstwo ciekawych i przydatnych informacji, atmosfera sprzyjająca integracji uczestników spotkań, doskonała organizacja – to od lat wyróżniki Forum Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach. Gratuluję Organizatorom tych imprez, które już od 20 lat stanowią ważny punkt w kalendarzu branży ciepłowniczej. Jeśli mogę sobie pozwolić na wyrażenie oczekiwań, to mam chyba tylko jedno – aby Forum Ciepłowników nie obniżyło osiągniętego poziomu, bo w kwestiach merytorycznych Organizator, którym jest Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie doskonale wie, co jest „na topie” i co jest aktualnie potrzebne branży.

Wypowiedź Macieja Bando - Prezesa URE

Statym, najważniejszym i najcenniejszym elementem Forum Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach jest poszukiwanie lepszych rozwiązań w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Ten element występuje nie tylko w głoszonych referatach czy panelach dyskusyjnych, ale także w kulisach, gdzie doświadczeniami wymieniają się fachowcy z całej Polski. Taki cenny przepływ branżowego *know-how* wpływa na poprawę efektywności przedsiębiorstw energetycznych, z których wywodzą się uczestnicy ciepłowniczych spotkań.

Warto podkreślić, że tematyka kolejnych spotkań nie tylko odpowiada na aktualne problemy branży, ale porusza i sygnalizuje z pewnym wyprzedzeniem zarówno wyzwania o charakterze prawnym – legislacyjnym, jak i możliwości, które dają nowatorskie techniki i technologie związane z dostawą ciepła.

Jedną z takich technologii, wartych zauważenia, jest polska technologia wytwarzania chłodu w agregatach adsorpcyjnych, które mogą być zasilane ciepłem systemowym o temperaturze

nośnika właściwej dla sezonu letniego. Tym samym przedsiębiorstwa ciepłownictwa uzyskały możliwość oferowania swoim klientom nowej jakości usług opartych o ciepło sieciowe – zapewnienia całorocznego komfortu cieplnego. Pierwsze tego typu instalacje już powstały. Moim zdaniem jednym z najważniejszych wyzwań dla ciepłownictwa w obecnej chwili jest odpowiednie zagospodarowanie tego powstającego rynku i kontynuacja prac nad poprawą powstałej technologii.

A korzyści mogą być wymierne nie tylko dla ciepłowników. Zastosowanie tego typu urządzeń do wytwarzania chłodu z ciepła sieciowego daje niebagatelne korzyści nie tylko w postaci poprawy efektywności ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych, poprzez zwiększenie sprzedaży ciepła oraz ograniczenie strat na przesyle i optymalizację pracy sieci ciepłowniczej w okresie letnim. Dodatkowo, wykorzystanie ciepła sieciowego do wytwarzania chłodu pozwala na zwiększenie produkcji energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych w okresie szczytu-

wego zapotrzebowania na energię elektryczną, co zwiększa efektywność wykorzystania energii pierwotnej i zmniejszenie emisji CO₂, a jednocześnie umożliwia zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną na cele klimatyzacyjne.

Pomyślmy o trudnym dla energetyki sierpniu ubiegłego roku. Zagospodarowa-

nie dla ciepła 1,5 GW mocy zainstalowanej aktualnie w klimatyzatorach sprężarkowych to zwiększenie elektrycznej mocy dyspozycyjnej w elektrociepłowniach zasilających w ciepło agregaty adsorpcyjne w okresie letnim. Jeżeli uwzględnić w bilansie krajowego systemu elektroenergetycznego tą zwiększoną moc dyspo-

ycyjną, a także to, że zapotrzebowanie klimatyzatorów sprężarkowych na energię elektryczną spadnie o te 1,5 GW, to prawdopodobnie mielibyśmy jeszcze nadwyżkę w systemie w sierpniu 2015 r., kiedy brak mocy dyspozycyjnej zmusił Polskie Sieci Elektroenergetyczne do wprowadzenia ograniczeń. ■



Pierwsze spotkanie krajowego środowiska ciepłowników polskich odbyło się już 28 lat temu a więc w roku 1988 w Świnoujściu, współorganizatorami tego spotkania było szereg instytucji, między innymi: Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Szczecinie, PEC Poznań, SPEC Warszawa, Krajowa Rada Energetyki Ciepłej, Unia Ciepłownicza oraz Politechnika Warszawska, Politechnika Szczecińska i Politechnika Śląska. Spotkania te już pod nową nazwą „Forum Ciepłowników Polskich” w roku 1991 zostały przeniesione do Międzyzdrojów i od tego czasu są organizowane przez „Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie”. Poza wymianą informacji dotyczących zagadnień technicznych, organizacyjnych, prawnych ważnym zagadnieniem tych spotkań była i jest integracja środowiska ciepłowniczego oraz wypracowanie wspólnego stanowiska w stosunku do polityki energetycznej Polski, szczególnie w zakresie tematyki ciepłownictwa.

Problem I. Procesy przekształceń własnościowych. W procesach tych dotyczących miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych powstawał często zasadniczy dylemat jak rozumieć podstawowy zapis ustawy Prawo energetyczne dotyczący zadań własnych gmin.

Problem II. Warunki prawne – procesy regulacyjne. Do podstawowych obszarów regulacji państwowej w ciepłownictwie prowadzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki były procesy konce-

sjonowania oraz proces taryfowania w zakresie wytwarzania, transportu i rozdziału ciepła, a szczególnie procedury ustalania tzw. „kosztów uzasadnionych”.

Problem III. Krajowe plany redukcji emisji zanieczyszczeń i rozdziału uprawnień. Kolejne problemy najbliższej przyszłości to konsekwencje wynikające z postanowień Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (KPRU) do emisji CO₂ oraz Krajowego Planu Redukcji Emisji (KPRE) ograniczającego zgodnie z dyrektywą 2001/80/WE (LCP) dopuszczalną emisję CO₂, SO₂, NO_x oraz pyłów. Oba te dokumenty mają zasadnicze znaczenie dla przyszłości krajowego ciepłownictwa.

Problem IV. Rozwój lub redukcja skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Wiadomym jest, że skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła jest procesem pożądanym zarówno z punktu widzenia ekonomicznego, ochrony środowiska jak i polityki energetycznej kraju oraz UE. Znaczącym impulsem dla rozwoju kogeneracji rozproszonej i rozsianej zasilanej gazem ziemnym było wprowadzenie w roku 2000 obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem.

Problem V. Moc zamówiona. Problem mocy zamówionej przez odbiorcę końcowego czy dystrybutora w źródle ciepła wyrażanej obecnie w postaci mocy ustalonej dla warunków obliczeniowych w ostatnim okresie był przedmiotem wielu konfliktów – postępowań administracyjnych czy sądowych. Zagadnienie to doczekało się już bogatej literatury.

Refleksje związane z XX Forum Ciepłowników Polskich prof. dr hab. inż. Stanisława Mańkowskiego z Instytutu Techniki Budowlanej

Problem VI Postęp i konieczności techniczne i technologiczne. Wprowadzanie postępu technicznego również w ciepłownictwie odbywa się pod wpływem takich ogólnych czynników, jak: przesłanki ekonomiczne, przesłanki z zakresu bezpieczeństwa energetycznego czy ochrony środowiska, które z kolei można podzielić na impulsy wewnętrzne oraz wymuszenia zewnętrzne np. administracyjne. Przykładem impulsu wewnętrznego mogą być efekty ekonomiczne związane z wzrostem sprawności energetycznej źródeł ciepła czy systemów transportowych ograniczające koszty operacyjne w obszarze zakupu paliwa czy zatrudnienie. Impulsem zewnętrznym są z kolei wymagania czy nakazy związane z emisją zanieczyszczeń ujęte również w ramach krajowych planów redukcji zanieczyszczeń ściśle związanych z wymaganiami światowymi a szczególnie Unii Europejskiej.

Wobec licznych wymienionych i nowych zagrożeń związanych z tą problematyką a szczególnie koniecznością ograniczania emisji gazów cieplarnianych, szczególnie będącej wynikiem spalania węgla, spadkiem mocy zamówionej w wyniku termorenowacji budynków czy wprowadzania budynków pasywnych i zero energetycznych oraz konieczności wzrostu wykorzystania Odnawialnych Źródeł Energii szczególnie promieniowania słonecznego i biomasy koniecznym jest opracowanie nowej wieloletniej strategii rozwoju lub przetrwania krajowych miejskich systemów ciepłowniczych. ■



Wypowiedź Jacky'a Lacombe Prezesa Zarządu, Dyrektora Generalnego Veolia Energia Warszawa

Zarządzanie spółką ciepłowniczą wiąże się nierozdzielnie z koniecznością bieżącej oceny naszej pracy pod kątem komfortu odbiorców ciepła i wyzwań, jakie stawia przed nami troska o środowisko naturalne. W ramach realizowanego przez m.st. Warszawa Planu Gospodarki Niskoemisyjnej, jednym z kluczowych aspektów naszej działalności jest dążenie do systematycznej poprawy jakości powietrza w mieście. Jednocześnie każdego dnia musimy pamiętać o odbiorcach, którym zapewnić nie stałych i bezpiecznych dostaw ciepła systemowego jest dla nas priorytetem.

Wyzwania stojące dziś przed polskim ciepłownictwem, związane między innymi z rozwojem technologii kogeneracji, wymagają nie tylko zwiększania świadomości klientów na temat korzyści płynących z wykorzystywania ciepła systemo-

wego, ale i stałego dialogu między liderami sektora energetycznego w Polsce. Z tego powodu dostrzegam ogromną wartość płynącą ze spotkań takich, jak Forum Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach, które stanowi doskonałą okazję do wymiany doświadczeń i opinii na temat potrzeb polskiego ciepłownictwa. Taka platforma dyskusji między ekspertami z dziedziny energetyki jest nie tylko potrzebna, ale i konieczna w obliczu zachodzących współcześnie zmian klimatycznych i przyspieszającej urbanizacji.

Zbudowanie wspólnoty wokół tej problematyki nie jest jednak proste, ze względu chociażby na odmienną charakterystykę potrzeb każdego regionu Polski. Jestem natomiast przekonany, że to właśnie rozmowa o wzajemnych potrzebach i oczekiwaniach zwiększa zakres działań na rzecz rozwoju branży ciepłowniczej i poprawy

jakości powietrza w Polsce. Rozwiązania, które proponujemy i ostatecznie wprowadzamy w życie muszą korespondować z wymogami naszych klientów i środowiska naturalnego w ścisłej współpracy z władzami naszych miast. Flagowe projekty Veolii Energia Warszawa, Węzły Indywidualne dla Warszawy i Inteligentna Sieć Ciepłownicza, wpisują się doskonale w ideę tzw. smart-city, definiującą rozwój miast wykorzystujących nowoczesne technologie minimalizujących wykorzystanie zasobów naturalnych.

Jestem przekonany, że tegoroczne jubileuszowe Forum w Międzyzdrojach będzie obfitowało w wiele ciekawych dyskusji i prezentacji, dzięki którym firmy z naszej branży jeszcze lepiej wyjdą naprzeciw oczekiwaniom odbiorców i środowiska naturalnego. Życzę wszystkim uczestnikom owocnych obrad. ■



Ciepłownictwo – co będzie ważne w najbliższych latach? Jerzy Uziębło - Dyrektor Techniczny Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Mińsku Maz.

Konferencja w Międzyzdrojach to ważne forum branżowe, opisujące rzeczywistość ciepłowniczą. Wydaje się, że poza częścią edukacyjną i forum wymiany doświadczeń istotnym jest, aby w następnych latach kontynuować dyskusję o technice, ekonomii i prawie związanymi z naszą branżą.

Ciepłownictwo stoi obecnie przed wieloma wyzwaniami:

- przeregulowaniem dotyczącym branży (ilość stron aktów prawnych od

wprowadzenia prawa energetycznego wzrosła wielokrotnie i ciągle rośnie; w latach 90-tych nie było ustawy prawo energetyczne);

- przepisami uijnymi coraz bardziej ingerującymi w rzeczywistość branżową, pojawia się prawo stanowione przez instytucje nie ponoszące odpowiedzialności politycznej będące poza kontrolą społeczną (np. BREF-y zmieniające faktycznie istniejące przepisy);
- rozbudowywaniem innych przepisów

okołobranżowych, np. prawa budowlanego, prawa zamówień publicznych, przepisów „powielaczowych”;

- wysokim poziomem opodatkowania np. jesteśmy jedną z niewielu branż, gdzie gro naszego majątku jest opodatkowana podatkiem katastralnym (2% podatek od budowli do tego dochodzą opłaty na rzecz właścicieli nieruchomości, w tym publicznych);
- pojawiają się nowe koszty i podatki (np. opłata za CO₂, „białe certyfikaty”

to w praktyce kolejne obciążenie branży), ciągle postępuje proces zwiększania kosztów dystrybucji poprzez obejmowanie opłatami korzystania z gruntów publicznych (drogi, tereny gminne i państwowe); proces ten jest trwałym elementem działalności branży już od wielu lat;

- znaczną rozbieżnością pomiędzy wymaganiami przepisów i wynikającymi z nich kosztami, a możliwościami obniżania lub przynajmniej utrzymywania cen na poziomie konkurencyjnym;
- rosnącymi kosztami sprawozdawczości i biurokracji;
- przepisami pogarszającymi opłacalność źródeł węglowych (tanie paliwo), co może doprowadzić do usunięcia miału węglowego i zastąpienia go

znacznie droższym (podwyższenie cen ciepła);

- koniecznością konkurowania ceną i kosztami ze źródłami lokalnymi nie objętymi porównywalnymi regulacjami i kosztami (regulacje prawne dla drobnych źródeł są nieracjonalne i nie zostaną zapewne wprowadzone, gdyż godzą w interes ekonomiczny obywateli);
- utrzymywaniem się „tymczasowego” rozwiązania jakim miały być koszty uzasadnione zrównującego inwestycje efektywne z nieefektywnymi (rozbudowane do oddzielnej regulacji i praktyki);
- korzystaniem źródeł lokalnych z pomocy publicznej (np. instalacje biomasowe i solarne), co deformuje rynek;
- pogarszaniem się wskaźników tech-

nicznych w branży, np. postępującym w szybkim tempie wskaźnikiem sprzedaży ciepła do długości sieci;

- niską rentownością firm i dużymi potrzebami inwestycyjnymi.

Podsumowując, konferencja w Międzyzdrojach powinna być forum do nieskrępowanej dyskusji na temat:

- przeciwdziałania niekorzystnym zjawiskom;
- narzędzi do polepszania efektywności technicznej i kosztowej;
- narzędzi do poprawy rentowności branży;
- zdefiniowania nowych występujących trendów, takich jak praktyczne wdrożenie pojęcia „sieci inteligentnej”.

■



Od roku 2002 Firma BELIMO uczestniczy nieprzerwanie w kolejnych Forach Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach ponieważ jest to niewątpliwie największe i najbardziej prestiżowe wydarzenie branżowe w kraju. Poruszana tematyka stanowi dla nas źródło wiedzy o nowych trendach w ciepłownictwie a szerokie grono uczestników daje możliwość nawiązania wielu interesujących kontaktów.

Szczególnie ceniliśmy sobie udział w panelu dyskusyjnym typu „Hyde Park” i mam nadzieję, że ta lub podobna forma prezentacji nowych wyrobów i rozwiązań technicznych powróci do programu Forum.

Uważam, że w przyszłości, najważniejszymi tematami w ciepłownictwie,

podobnie jak i w innych branżach, będą ekologia i oszczędność energii. Jest to wyzwanie i zachęta do stosowania nowych technologii. Mieści się tu również automatyka ciepłownicza a w szczególności nowe rozwiązania np. sterowanie cyfrowe, które przyczyniają się do postępu w obu tych dziedzinach.

Serdecznie gratulujemy organizatorom z okazji XX-lecia Forum Ciepłowników Polskich i życzymy, aby ta impreza nadal się rozwijała z pożytkiem dla całego środowiska związanego z polskim ciepłownictwem.

Krzysztof Jaglak
Prezes Zarządu
BELIMO Siłowniki S.A.



To już dwadzieścia lat. Z jednej strony dużo, ale chciałoby się powiedzieć tylko? Konferencja w Międzyzdrojach tak wpłynęła na ciepłownicze życie, iż wydaje się, że jest od zawsze.

Dzięki tym imprezom poznawaliśmy najnowsze technologie, aktualne trendy oraz wszystkie nowinki. A przecież był to okres bardzo intensywnego rozwoju polskiego ciepłownictwa.

Forum jest również doskonałym miejscem dla integracji środowiska ciepłowni-

ków. Tu co roku spotykamy „starych” znajomych, tu zawiązują się nowe znajomości, które pomagają w późniejszych kontaktach biznesowych.

Taką rolę, moim zdaniem, pełni Forum Ciepłowników Polskich i to w następnych latach powinno być realizowane.

Janusz Klukiewicz
V-ce Prezes
Zarządu Elektrotermex Sp. z o.o.



Można już zamówić prenumeratę Instal na 2017 rok

ELEKTROTERMEX

Od 1988 roku dostarczamy rozwiązania technologiczne i świadczymy **usługi dla ciepłownictwa**.

Posiadamy wysoko **wykwalfikowaną kadrę** inżynierską i wykonawczą.

Stosujemy urządzenia **najwyższej jakości** i niezawodne rozwiązania w kompleksowych realizacjach.

Jakość potwierdzona **certyfikatami**.

*Since 1988, we provide technological solutions and **services for heating**.*

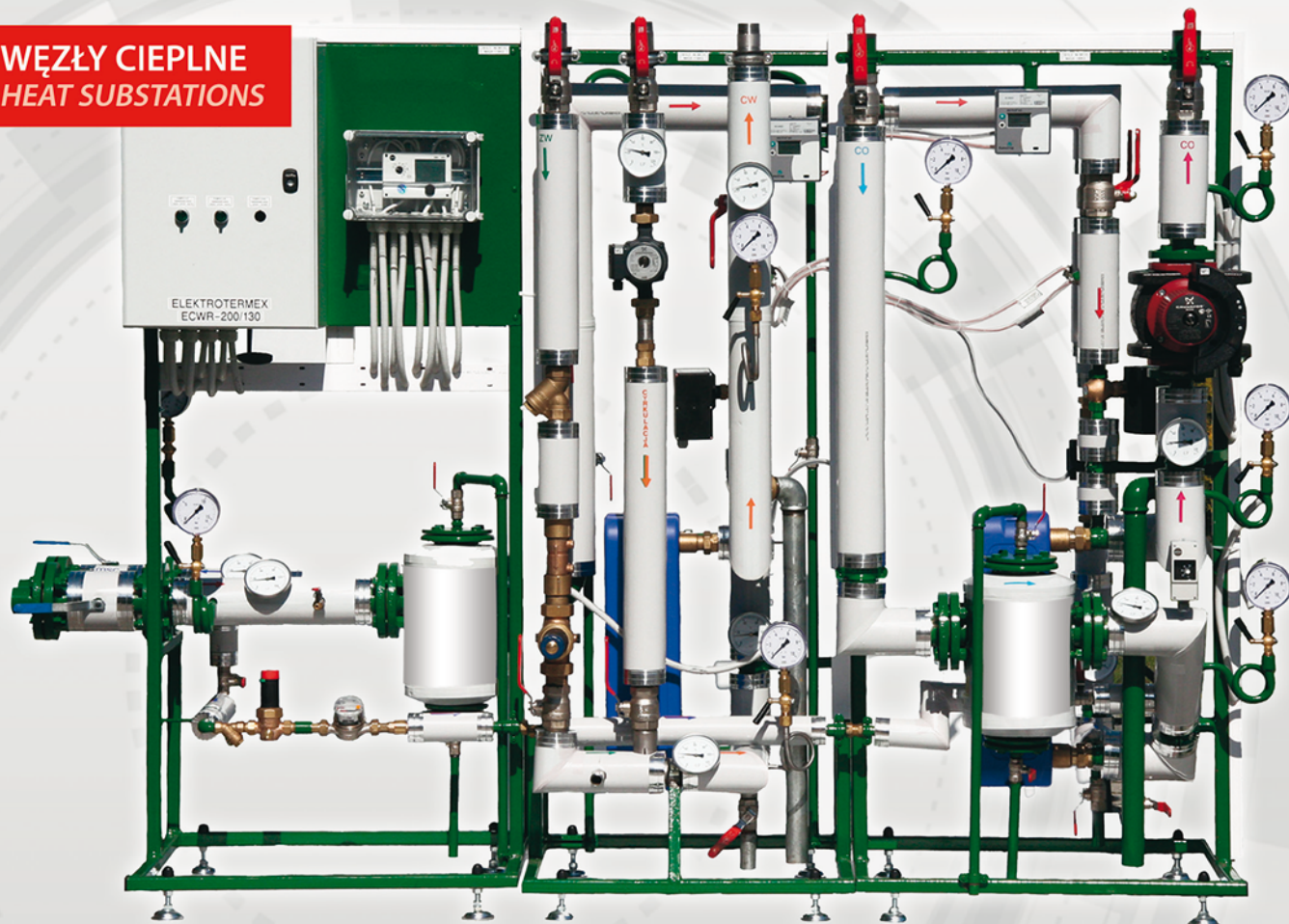
*We have **highly qualified engineers** and executive personnel.*

*We use the **highest quality equipment** and reliable solutions for comprehensive implementations.*

*Quality confirmed by **certificates**.*



WĘZŁY CIEPLNE HEAT SUBSTATIONS



IZOLACJE RUROCIĄGÓW INSULATION OF PIPELINES



INSTALACJE PRZEMYSŁOWE INDUSTRIAL INSTALLATIONS



ELEKTROTERMEX Sp. z o.o.
07-410 Ostrołęka
ul. Bohaterów Westerplatte 5

tel. +48 (29) 760 43 00
e-mail: etx@etx.pl
www.etx.pl

Renowacja sieci preizolowanych

Renovation of buried insulated pipes

ADAM DWOJAK

Preizolowane sieci ciepłownicze, które po zmianach ustrojowych, zaczęto w Polsce budować na większą skalę w pierwszej połowie lat 90-tych ubiegłego wieku osiągając deklarowany minimalny okres użytkowania. W tym momencie pojawia się pytanie co dalej, czy można je użytkować w bezpieczny sposób w następnych latach?

Początki

Początki sieci preizolowanych w Polsce są nierozdzielnie związane z firmą ABB. Ten szwajcarsko-szwedzki koncern po przejściu duńskiej firmy IC Møller wszedł do Polski na początku lat 90-tych z pełnym rozmachem uruchamiając produkcję w ABB Zamech Ltd w Elblągu. W ślad za tą firmą weszły następne zachodnie przedsiębiorstwa (Logstor Ror, ISOPLUS, Star Pipe, Tarco, Pan Isovit) powstały też polskie podmioty w Międzyrzeczu (ZPU), Lublinie (PRIM), Nędzy (RAFAKO EKO). Mieliśmy więc w tym okresie co najmniej kilku dostawców, ale kluczową rolę odgrywała firma ABB, osiągając, w mojej ocenie, w najlepszym swoim okresie 75% dostaw wyrobów preizolowanych dla ciepłownictwa. Jednakże polityka firmy nie sprowadzała się jedynie do sprzedaży. Centrum szkoleniowe w Elblągu dokształcało „taśmowo” setki projektantów pragnących poznać nową, jakże niezawodną technologię. Przedstawiciele wszystkich producentów wyrobów preizolowanych jednym głosem wyrażali się o niezawodności i trwałości sieci preizolowanych. W tamtym czasie z ust wielu handlowców padał slogan – „wybuduj, zakop i zapomnij”. Z tym przeświadczeniem ciepłownicy zaczęli budować nowe a także wymieniać istniejące rurociągi. Życie skorygowało wiele też sformułowanych przez dostawców. Okazało się, że z bardzo różnych powodów, o których w tym artykule nie będzie mowy, rurociągi wymagają napraw. Konieczna stała się interwencja zapobiegająca perforacji rury przewodowej i problemom z zaopatrzeniem w ciepło. Obliguje do tego zresztą prawo – roz-

porządzenie do ustawy Prawo energetyczne wyraźnie nakazuje kontrolę stanu izolacji sieci preizolowanych.

Realia

W pierwszym, nazwijmy euforycznym, okresie stosowania wyrobów preizolowanych bardzo niewiele mówiło się o systemach alarmowych, był nawet krótki okres, taka moda, że budowano ciepłociągi bez drutów alarmowych – bo przecież te rury są niemalże wieczne. Po pierwszych latach, tak do 1995 r., w których nadzór nad realizacją ze strony przedstawicieli ABB był naprawdę wzorowy, zaczęła się „wolna amerykanka”. Producentom zależało na jak największej sprzedaży, a inwestorom na jak najtańszym wykonawstwie. W rezultacie powstało wiele sieci wadliwych z dysfunkcyjnym systemem nadzoru bez jakichkolwiek możliwości diagnostycznych i lokalizacyjnych. W tym miejscu chciałbym być dobrze zrozumiany, chodzi rzecz jasna o ogół spraw, bo niewątpliwie funkcjonowały PEC-e, które od samego początku starały się „trzymać rękę na pulsie”. Jeśli dołożymy do tego ówczesne standardy w zakresie techniki izolowania złączy to obraz będzie w miarę pełny. Otóż w tamtym okresie przodujący dostawca firma ABB Zamech oferowała w standardzie i promowała stalowe mufy składane, zarówno proste jak i trójnikowe, pozostali producenci dostarczali standardowo mufy nasuwkowe uszczelniane jednokrotnie za pomocą opasek termokurczliwych. O ile takie rozwiązania sprawowały i sprawują się nadal bez zarzutu w gruntach suchych przepuszczalnych o tyle w terenach o wysokim poziomie wód gruntowych a także gliniastych, gdzie wody opadowe omywają rurociągi preizolowane (tworzy się naturalny ciek wodny) dochodzi do penetracji wody gruntowej w głąb pianki izolacyjnej. W rezultacie rozpoczyna się proces korozyjny rury stalowej. O ile zjawisko korozji rur stalowych, więc także preizolowanych, od strony czynnika grzewczego zostało szczegółowo opisane i można mieć nad nim kontrolę, o tyle nie ma literatury, nawet artykułów opisujących to zjawisko dla przypadku

ingerencji wody gruntowej w izolację poliuretanową. Praktyka pokazuje, że można spotkać sytuację, w której wieloletnia wilgoć w mufie nie powoduje znaczących ubytków korozyjnych na zewnątrz rury przewodowej, a z drugiej strony odkrycie już kilkumiesięcznej wilgoci w innym złączyz uwidacznia poważne wżery i konieczność wycięcia i wymiany skorodowanego odcinka rurociągu.

Najmniej odpowiedzialną, jednak jakże często spotykaną, metodą walki z awariami jest brak pomiarów diagnostycznych wybudowanych sieci. W wielu przedsiębiorstwach ciepłowniczych pokutuje przekonanie, że awaria sieci musi wiązać się z perforacją rury przewodowej i wyciekami wody grzewczej. Nie dostrzega się i nie wykorzystuje systemu alarmowego, który we wszystkich przypadkach, może poza ewidentnymi uchybieniami konstrukcyjnymi i korozją od wewnątrz, pozwala zapobiec ubytkom czynnika grzewczego, czy w krytycznych sytuacjach zatrzymaniu dostaw ciepła.

Z drugiej strony z pełną stanowczością należy podkreślić, że układ preizolowany należy podkreślić, że układ preizolowany poprawnie zaprojektowany, wykonany i eksploatowany będzie pracował na pewno kilkadziesiąt lat. Potwierdzają to przyspieszone badania starzeniowe wykonane na próbkach pobranych z pracującego od trzydziestu lat rurociągu wykonanego swego czasu w Niemczech. Zasadniczo jest tylko jeden krytyczny czynnik, który może spowodować awarię wynikającą z długiego czasu użytkowania – to zerwanie spójności układu – rura przewodowa – pianka poliuretanowa – płaszcz polietylenowy. Do czasu, gdy te elementy stanowią zwarty zespół nie ma mowy o degradacji sieci, nie ma też podstaw do jej wymiany. Pomijam tu aspekt związany ze stratami ciepła, ale to już inna sprawa. Zauważyć można, że wielu dystrybutorów ciepła nie traktuje miejscowych strat ciepła związanych z zawilgoceniem izolacji w jakiś szczególny sposób. Zasadniczo, jeśli firma mieści się ze swoimi całościowymi stratami na przesyle w ogólnie przyjętych, wymaganych przez URE, normach to takimi szczegółami jak straty miejscowe nikt się nie przejmie.

Adam Dwojak – DORATERM

W tej sytuacji najistotniejsze, z punktu widzenia dostawcy ciepła, jest zachowanie ciągłości dostaw. Te z kolei będą utrzymane jeśli w sieci dystrybucyjnej nie wystąpi rozszczelnienie. Powodem tego, pomijając nieprzewidywalne czynniki zewnętrzne, może być perforacja rury przewodowej spowodowana korozją. Zakładając odpowiednie przygotowanie wody grzewczej w źródle, korozja może pojawić się tylko od zewnątrz. W przypadku sieci wielo-, kilkudziesięcioletnich prawdopodobieństwo wystąpienia zawilgocenia izolacji jest stosunkowo duże. W takich przypadkach wskazana jest diagnostyka rurociągów i ewentualna naprawa. Z reguły miejsc do naprawy jest wiele a osiągnięcie stanu docelowego – sucha izolacja - wymaga wielu działań. Nazwijmy ten proces renowacją sieci preizolowanej.

Przed szczegółowymi rozważaniami zauważmy, że w przypadku rurociągów preizolowanych awaria to nie tylko wyciek wody grzewczej, ale przede wszystkim fakt zawilgocenia izolacji poliuretanowej. Oczywiście, aby ten fakt stwierdzić system nadzoru musi być sprawny, więc drut alarmowy musi mieć ciągłość. Z tego punktu widzenia każda przerwa jest traktowana jako stan awaryjny, podobnie zresztą jak przywarcie tego drutu do rury przewodowej. Zjawisko awaryjności preizolowanych sieci ciepłowniczych nie jest jedynie polskim problemem. Na wykresie słupkowym

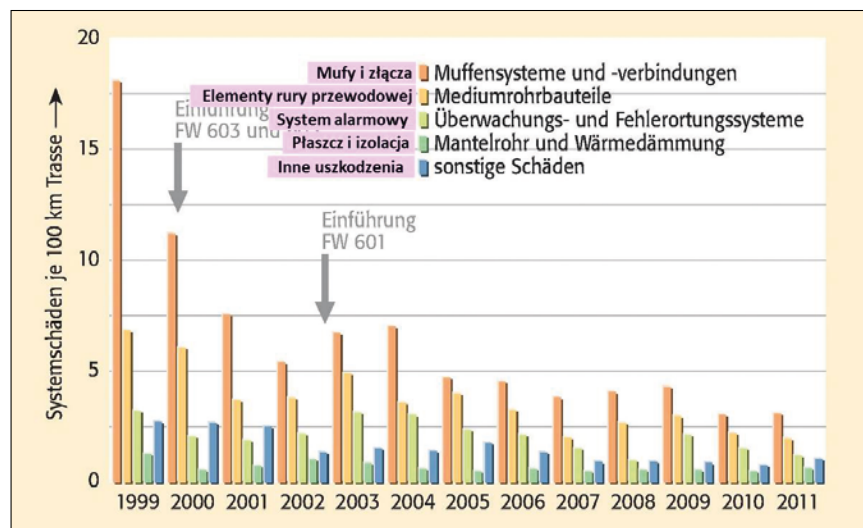
raporty dotyczące odnotowanych uchybień. Wyraźnie należy podkreślić, że statystyki dotyczą tzw. awarii systemowych czyli wynikających z pracy układów preizolowanych i nie zawierają uszkodzeń sieci spowodowanych przez czynniki zewnętrzne. Na osi rzędnych podano liczbę awarii na 100 km sieci preizolowanej. AGFW jako organizacja inżynierska mająca za zadanie m. in. czuwanie nad jakością realizowanych sieci trzy-

Praktyka

Definicja awarii rurociągu preizolowanego nie została jednoznacznie sformułowana. Najczęściej do opisanego tego stanu posługujemy się pomiarem rezystancji izolacji badanego odcinka rurociągu preizolowanego, przerwy i zwarcia drutu alarmowego pomijamy jako stany oczywiste. Rezystancja jest mierzona pomiędzy drutem alarmowym a stalową rurą przewodową.

MINIMALNE WARTOŚCI REZYSTANCJI IZOLACJI W BUDOWANYCH SYSTEMACH RUROCIĄGÓW PREIZOLOWANYCH (DANE Z 2010 R.)			
PRODUCENT		Izolacja sucha	Stan awaryjny
BRANDES		> 50 MΩ	< 10 MΩ
BRUGG Systemy Rurowe		> 50 MΩ	< 10 kΩ
ELZAS Leszno		> 10 MΩ dla pojedynczego elementu	
FINPOL ROHR	Rezyst.	> 10 MΩ	< 10 MΩ
	Impuls.	> 10 MΩ/km rury	< 0,2 MΩ/km rury
ISOPLUS	Rezyst.	> 20 MΩ	< 5 MΩ
	Impuls.	b. d.	b. d.
LOGSTOR ROR		> 1 MΩ/km drutu	< 1 MΩ/km drutu
LOGSTOR	niskorezystancyjny	> 10 kΩ/km drutu	< 120 Ω lub < 200 Ω
	wysokorezystancyjny	> 10 MΩ/km drutu	< 20 kΩ/km drutu
PRIM Lublin		> 1 MΩ/km drutu	< 1 MΩ/km drutu
STAR PIPE		> 0,5 MΩ/km drutu	< 0,5 MΩ/km drutu
ZPU Jońca		> 1 MΩ/km sieci	< 1 MΩ/km sieci
ZPU Górczyński		> 10 kΩ/km drutu	< 10 kΩ/km drutu

Rys. 2



Rys. 1

(rys. 1) przedstawiono występowanie stanów awaryjnych w niemieckich sieciach ciepłowniczych. Organizacja AGFW zbierająca od lat 90-tych ubiegłego wieku dane z poszczególnych przedsiębiorstw komunalnych (Stadtwerke) na terenie całego kraju publikuje coroczne

krotnie wydawała wytyczne (FW 603 i 605 w roku 2000 oraz FW 601 w 2003), z których wynikał m. in. obowiązek certyfikacji monterów muf na rurociągach preizolowanych. Zamieszczone na rys. 1 tłumaczenie rodzajów awarii pochodzi od autora artykułu.

wą. W tabeli na rys. 2 podano wartości, które podawane przez producentów, dane pochodzą z roku 2010, ale zasadniczo niewiele się zmieniło. Jedynie ZPU Górczyński wprowadził w międzyczasie granicę 20 kΩ/km w miejsce wcześniejszych 10 kΩ/km. Tematyka pomiarów i interpretacji wyników, podejście do sprawy poszczególnych producentów jest zagadnieniem samym w sobie zasługującym na oddzielny artykuł i tutaj nie będzie omawiane. Zaznaczyć jedynie wypada, że sprawy interpretacji stanów awaryjnych nie są jednoznaczne i często ocena inwestora i wykonawcy różni się diametralnie.

Narzędziem weryfikującym wyniki pomiarów rezystancji izolacji, pokazującym w sposób graficzny przebieg zmian jest wykres generowany przez reflektometr – podstawowy przyrząd do lokalizacji awarii. W trakcie diagnostyki systemów alarmowych konieczne jest stosowanie obydwu przyrządów tj. miernika rezystancji izolacji i reflektometru impulsowego.

Działania związane z renowacją sieci preizolowanej możemy podzielić na 3 etapy.

Etap 1 – inwentaryzacja i lokalizacja

Nadrzędną zasadą dotyczącą napraw rurociągów preizolowanych jest znajomość przebiegu drutów alarmowych. O ile do oceny stanu izolacji wystarczy tylko informacja o długości obwodu świadcząca o tym, że pomiar obejmuje całą badaną sieć o tyle do lokalizacji musimy znać dokładnie drogę, którą pokonuje sygnał pomiarowy. To jest różnica pomiędzy nadzorem a lokalizacją, którą opisałem dokładnie w artykule opublikowanym w nr 9/2015 INSTAL-u. Przystępując do działań zawsze zaczynamy od istniejącej dokumentacji, z reguły będzie to projekt ze schematami montażowym i alarmowym, czasami z adnotacją wykonawcy o statusie powykonawczym a niezmiennie rzadko, zasadniczo niespotykane jako oddzielna dokumentacja powykonawcza. Bardzo pomocna jest także powykonawcza dokumentacja geodezyjna. Etap inwentaryzacyjny można podzielić na 5 faz:

1. *Odtworzenie przebiegu drutów alarmowych.* W ramach tych czynności cały obwód alarmowy zostaje podzielony na najmniejsze z możliwych odcinki. Analiza zebranych z każdego odcinka wykresów reflektometrycznych oraz ewentualne sprawdzenia pozwalają na odtworzenie przebiegu drutów alarmowych. To jedna z możliwości uzyskania informacji o przebiegu drutów alarmowych, spotkać się można także z innymi metodami ustalania tej trasy.
2. *Usunięcie przerw pętli alarmowych.* Jeżeli przerwy występują w części podziemnej rurociągu konieczna będzie ich lokalizacja i wykopy pozwalające na dotarcie do miejsca nieciągłości.
3. *Kontrola urządzeń stacjonarnych.* Jeżeli w obwodzie alarmowym występują stacjonarne urządzenia nadzoru, najczęściej będzie to detektor, rzadziej lokalizator, należy sprawdzić poprawność ich działania np. poprzez porównanie z wskazaniami urządzeń przenośnych. Należy także wykonać symulację zawilgocenia (zwarcia) i przerwy i zaobserwować poprawność wskazań przyrządu.
4. *Optymalizacja pętli alarmowych.* W wielu przypadkach wskazana jest optymalizacja pętli nadzorowanej przez przyrząd polegająca na włączeniu w nią nowych, pierwotnie nie istniejących odcinków rurociągów. Tendencja w budowie systemów alarmowych skłania do tworzenia jak najdłuższych pętli alarmowych obejmują-

cych nawet do 10 km drutu alarmowego z możliwością rozdzielenia w jak największej liczbie miejsc. Taka konstrukcja pozwala na ograniczenie czasochłonności kontroli w przypadku pomiarów wykonywanych ręcznie, względnie liczby przyrządów nadzorujących przy kontroli zdalnej.

5. *Lokalizacja miejsc awaryjnych.* Naczelną zasadą obowiązującą w przypadku systemów alarmowych rurociągów preizolowanych jest znajomość przebiegu drutów alarmowych. Oczywiście do każdego przypadku należy podchodzić indywidualnie, inaczej wygląda sprawa gdy szukamy awarii na rurociągu o niewielkiej średnicy bez odrzutów pomiędzy dwoma komorami położonymi na dodatek blisko siebie, a całkiem inaczej gdy mamy znaleźć usterkę na sieci rozgałęznej z dużą liczbą trójników na dodatek z brakiem dostępu do drutów alarmowych w budynkach. Musimy zdawać sobie sprawę, że **lokalizacja to wskazanie konkretnego miejsca w terenie**, a nie podanie odległości z pomiaru reflektometrycznego.

Etap 2 – naprawy

Zakres napraw jest uzależniony od stanu sieci i odnotowanych awarii. Praktyka pokazuje, że bardzo wiele zależy od jakości wykonania i warunków gruntowych. Przyjmując, że zajmujemy się sieciami wybudowanymi w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku możemy być niemal pewni, że w obszarach, w których występują, nawet okresowo, wody gruntowe obejmujące rurociągi będziemy mieli kilka-kilkanaście awarii na 1 km sieci. Będą to w większości zawilgocenia, ale spotkać można też przerwy drutu alarmowego. Te przerwy występują z reguły na podkładce filcowej wewnątrz mokrej muły i są spowodowane zjawiskiem działania korozji elektrochemicznej. W terenach piaszczystych, z gruntami przepuszczalnymi o niskim poziomie wód gruntowych zawilgocenia sieci preizolowanych nie występują w ogóle lub pojawiają się sporadycznie. Interwencje wiążą się zazwyczaj z niechlujstwem wykonawcy, względnie zatajonym uszkodzeniem przez osoby trzecie.

Specyficznym problemem przy renowacji sieci zrealizowanych w technologii ABB, czy raczej realizowanych zgodnie ze schematem alarmowym będącym standardem tej firmy, są przerwy występujące na drucie czerwonym, pozostawione w określonych miejscach w sposób świadomy w trakcie realizacji. Wynikało to z filozofii, że drut czerwony jako tzw. komunikacyjny

był w niektórych sytuacjach zbędny. W takim przypadku właściciel sieci musi po inwentaryzacji przebiegu drutów alarmowych, a przed naprawami podjąć decyzję, czy docelowo system nadzoru będzie pracował w układzie otwartym, czy w zamkniętym. Jeśli miałby to być układ zamknięty, to należy być przygotowanym na to, że będą otwierane muły, w których jest sucha izolacja tylko po to, aby połączyć druty alarmowe.

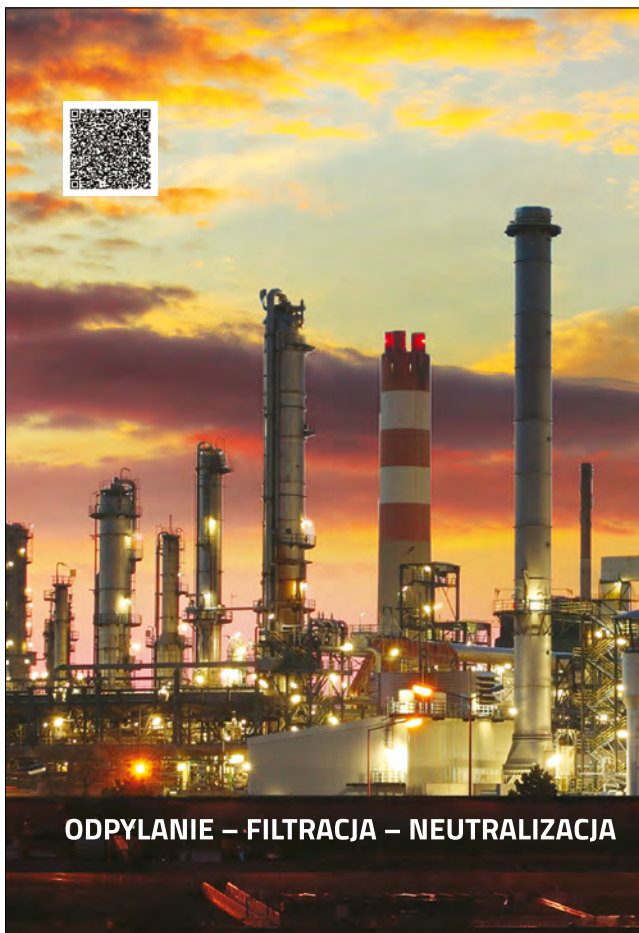
Etap 3 – uruchomienie systemu nadzoru

Po wykonanych naprawach należy uruchomić i przetestować system alarmowy. Dobrym sposobem testu jest zasymulowanie awarii np. w jednym z węzłów cieplnych i sprawdzenie za pomocą reflektometru podłączonego w punkcie pomiarowym odległości do tego miejsca. Rzecz jasna ta odległość powinna odpowiadać tej wynikającej ze schematu alarmowego. Jeżeli w układzie będą pracować urządzenia stacjonarne, także ich działanie powinno być sprawdzone.

Przystępując do renowacji sieci ciepłowniczej należy zdawać sobie sprawę z tego jaki cel chcemy osiągnąć. Termin „sucha izolacja” jest pojęciem względnym. Zawsze należy mieć świadomość, że pomiar rezystancji izolacji mówi nam o oporności całego mierzonego odcinka. Musimy wiedzieć, czy odnotowana kiepska wartość jest spowodowana jedną, może dwoma wilgociami skupionymi – „dwie muły mokre”, czy jest spowodowana wilgocią wielokrotną. Zjawisko wilgoci wielokrotnej występuje czasami w sieciach z podkładkami filcowymi. Polega ono na tym, że wiele z tych podkładek jest lekko, niemalże niezauważalnie zawilgoconych. Ponieważ takich miejsc jest wiele, pomiar całości będzie kiepski, a w rzeczywistości nie ma czego naprawiać bo każda pojedyncza muła jest traktowana jako sucha.

W tym momencie pojawia się nie do końca rozwiązany problem – od jakiej wartości rezystancji izolacji zjawisko wilgoci staje się groźne, mogące spowodować korozję i w efekcie uszkodzenie rury przewodowej. Ale to temat sam w sobie, który powinien koniecznie uwzględnić chociażby przewodność elektryczną naciekającej wody, reakcję pianki PUR w kontakcie z wodą czy wpływ temperatury na proces starzenia zawilgoconej izolacji.

W następnym artykule postaram się przedstawić przebieg renowacji blisko 2 km sieci ciepłowniczej w jednym z górnośląskich miast.



ODPYLANIE – FILTRACJA – NEUTRALIZACJA

Damy Twojej firmie więcej niż oczekujesz

INSTAL-FILTER SA jest gwarantem nowoczesności i wysokiej jakości produktów i usług.

Oferujemy kompleksowe rozwiązania w zakresie **odpylania i odsiarczania spalin, redukcji NO_x oraz odzysku energii.**

Nasze produkty charakteryzują się wysoką skutecznością ograniczenia zanieczyszczeń do atmosfery oraz niskimi kosztami eksploatacji.

Dowiedz się więcej na
www.instalfilter.pl



POLSKI PRODUCENT ZAWORÓW KULOWYCH

PREIZOLOWANE
ZAWORY
ODCINAJĄCE
typ WKC Pr



NOWOŚĆ
w ofercie



ul. Gołężycka 27, 61-357 Poznań, tel. 61 870 00 11, fax: 61 879 33 11
www.efar.com.pl, biuro@efar.com.pl

Nowa ustawa o efektywności energetycznej – zmiany dla branży ciepłowniczej

The new Energy Efficiency Act – changes for the heating sector

KAROLINA HAN

1 października 2016 roku wchodzi w życie ustawa z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2016 r., poz. 831, dalej: „nowa ustawa o efektywności energetycznej”). Ustawa implementuje do polskiego systemu prawa regulacje Dyrektywy 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej oraz w całości zastępuje obowiązującą ustawę z dnia 15 kwietnia 2011 roku w sprawie efektywności energetycznej.

Główne obszary regulacji objęte niniejszą ustawą dotyczą:

- utworzenia krajowego planu działań w zakresie efektywności energetycznej,
- zadań wyznaczonych jednostkom sektora publicznego związanych z efektywnością energetyczną,
- realizacji obowiązku w zakresie oszczędności energii,
- przeprowadzania audytu energetycznego.

Zasady realizacji obowiązku w zakresie oszczędności energii

Szczególnie doniosłe znaczenie mają zmiany odnoszące się do systemu wspierania efektywności. Nowa ustawa o efektywności energetycznej utrzymuje obowiązujący system świadectw efektywności energetycznej – tzw. białe certyfikaty wprowadzając w nim określone modyfikacje.

Zmiany w porównaniu do dotychczasowego systemu białych certyfikatów mają skłaniać przedsiębiorstwa do wdrażania środków służących faktycznej poprawie efektywności energetycznej. Dotychczas bowiem wiele przedsiębiorstw decydowa-

ło się na zapłatę opłaty zastępczej w zamian za podejmowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Na gruncie nowej ustawy o efektywności przedsiębiorstwa będą miały możliwość realizacji obowiązku w zakresie oszczędności energii poprzez uiszczenie opłaty zastępczej jedynie w wysokości 30% tego obowiązku w 2016 r., 20% w 2017 r. i odpowiednio 10% w 2018 r.

Ze względu jednak na istotne ograniczenie roli opłaty zastępczej, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie wyjątków od ww. progów. Uiszczenie opłaty zastępczej w wysokości wyższej będzie możliwe, pod warunkiem, że przedsiębiorstwo wykaże, że nie nabyło praw majątkowych wynikających z białych certyfikatów z powodu niewystarczającej liczby ofert lub jeżeli ich cena była wyższa niż jednostkowa opłata zastępcza.

Powyższa zmiana będzie wymagała od przedsiębiorstw, w tym zwłaszcza przedsiębiorstw działających na rynku ciepłowniczym podejmowania faktycznych działań skierowanych na modernizację i podwyższenie efektywności energetycznej.

Nowe przepisy wprowadzają również sztywną jednostkową opłatę zastępczą, która w 2016 r. będzie wynosić 1000 zł za tonę oleju ekwiwalentnego, w 2017 r. już 1500 zł, a w kolejnych latach będzie każdorazowo zwiększana o 5% w stosunku do poprzedniego roku.

Należy zaznaczyć, iż w art. 19 nowej ustawy o efektywności energetycznej został określony wykaz czynności służących poprawie efektywności energetycznej. Katalog ten ma charakter zamknięty, co w praktyce może być problematyczne. Technologia, a tym samym zakres przedsięwzięć służących podwyższeniu efektywności energetycznej obecnie bardzo dynamicznie się rozwija. Dlatego też, w naszej ocenie, zamykanie katalogu rozwiązań może ograniczać innowacyjność,

a w efekcie prowadzić do zmniejszenia tempa uzyskiwania efektywności energetycznej.

Warto jednocześnie dodać, iż nowe przepisy wprowadzają również ograniczenia w otrzymywaniu świadectw efektywności energetycznej. Bowiem świadectwa efektywności energetycznej nie będą przyznawane przedsięwzięciom tego samego rodzaju służącym poprawie efektywności energetycznej, dla których, m.in.:

- zostały wydane świadectwa efektywności energetycznej,
- jeżeli na ich realizację przyznano premię termomodernizacyjną lub pomoc inwestycyjną,
- jeżeli oszczędność energii uzyskana jest w ilości mniejszej niż 10 ton oleju ekwiwalentnego w roku.

Nowa ustawa o efektywności energetycznej w celu usprawnienia funkcjonowania systemu białych certyfikatów zrezygnowała z dotychczas organizowanych przez Prezesa URE przetargów, w ramach których dokonywany był wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Zmianę tę z pewnością należy oceniać pozytywnie, bowiem w praktyce dotychczasowy model negatywnie wpływał na proces wydawania białych certyfikatów.

Nowe regulacje dotyczące audytów energetycznych

Nowa ustawa o efektywności energetycznej w rozdziale 5 implementuje postanowienia art. 8 Dyrektywy 2012/27/UE określając zasady przeprowadzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa.

Ustawa wprowadza nieznanym dotychczas obowiązek przeprowadzania co cztery lata audytu energetycznego u przedsiębiorcy, o którym mowa w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej. Z tego obowiązku wyłączeni są mikro, mali i średni przedsiębiorcy, a także przedsiębiorcy posiadający system zarządzania energią

Karolina Han – Lider zespołu akcyjowego, KDCP Kancelaria Doradztwa Celnego i Podatkowego Rutkowski i Witalis sp. z o.o., Warszawa
tel. 22 243 25, kom. 602 223 750
mailto:karolina.han@kdcp.pl

(określony we właściwych normach) lub mający system zarządzania środowiskowego (EMAS), pod warunkiem, że w ramach tych systemów przeprowadzony został audyt energetyczny przedsiębiorstwa.

Audyt powinien być przeprowadzany przez podmiot niezależny od audytowanego przedsiębiorcy, mający odpowiednią wiedzę i doświadczenie zawodowe w tym obszarze.

Nowa ustawa o efektywności energetycznej określa również wytyczne, wskazujące w jaki sposób powinien być przeprowadzany audyt energetyczny przedsiębiorstwa. Zgodnie z tymi wytycznymi audyt:

- należy przeprowadzać na podstawie aktualnych, reprezentatywnych, mierzonych i możliwych do zidentyfikowania danych dotyczących zużycia energii, a w przypadku energii elektrycznej, zapotrzebowania na moc,
- powinien zawierać szczegółowy prze-

gląd zużycia energii w budynkach lub zespołach budynków, w instalacjach przemysłowych oraz w transporcie,

- powinien opierać się, o ile to możliwe, na analizie kosztowej cyklu życia budynku lub zespołu budynków oraz instalacji przemysłowych, a nie na okresie zwrotu nakładów tak, aby uwzględnić oszczędności energii w dłuższym okresie, wartości rezydualne inwestycji długoterminowych oraz stopy dyskonta.

Do obowiązków przedsiębiorcy będzie należało:

- przechowywanie do celów kontrolnych danych związanych z audytem energetycznym przez okres 5 lat,
- zawiadamianie Prezesa URE o przeprowadzonym audycie energetycznym przedsiębiorstwa, w terminie 30 dni od dnia zakończenia jego przeprowadzania i dołączenia informacji o moż-

liwych do uzyskania oszczędności energii, wynikających z przeprowadzonego audytu energetycznego przedsiębiorstwa.

Wprowadzenie obowiązku przeprowadzania audytów energetycznych z pewnością przyczyni się do wzrostu kosztów funkcjonowania przedsiębiorstwa, ale z drugiej strony daje Prezesowi URE dostęp do pełnej wiedzy na temat możliwych do uzyskania oszczędności energii.

Podsumowując, nowa ustawa w większym stopniu kładzie nacisk na egzekucję rzeczywistych działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej oraz poszukiwanie obszarów oszczędności energii. Dotychczasowe rozwiązania, które w praktyce oznaczały realizację obowiązków poprzez uiszczanie opłaty zastępczej nie przynosiły pro-środowiskowych rezultatów.

Nowe książki



Niniejsza książka ukazuje praktyczne możliwości zmniejszania zużycia energii w budynkach mieszkalnych poprzez modernizację systemów ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej

oraz poprzez edukację mieszkańców w tym zakresie.

W pracy przedstawiono szereg wyników długoterminowych badań eksploatacyjnych, umożliwiających określenie i sprawdzenie wpływu różnych przedsięwzięć modernizacyjnych na zużycie energii, szczególnie w istniejących budynkach wielorodzinnych.

Każdy przykład poprzedzony jest krótkim wstępem teoretycznym, który wprowadza Czytelnika w zakres tematyki danego zagadnienia, jak również przedstawia wyniki badań oraz osiągnię-

cia innych Autorów, odnoszące się do racjonalizacji zużycia energii w sektorze mieszkaniowym.

Monografia adresowana jest do pracowników i studentów wyższych uczelni technicznych, których zainteresowania dotyczą efektywności energetycznej w budownictwie. Przydatna może być również projektantom i wykonawcom systemów grzewczych oraz administratorom budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej oraz zamieszkania zbiorowego.

Racjonalizacja zużycia energii w budownictwie mieszkaniowym

Autorzy: Tomasz Cholewa, Alicja Siuta-Olcha

Warszawa 2016

Liczba stron: 210

Wydawca: Ośrodek Informacji „Technika instalacyjna w budownictwie”

Książka została wydana w twardej oprawie w formacie B5, objętość 214 stron. Cena 1 egz. 64 zł + 5% VAT.

Zamówienia przyjmuje: Ośrodek Informacji „Technika instalacyjna w budownictwie”

02-674 Warszawa, ul. Marynarska 14; tel./fax (22) 843 77 71



Rok założenia 1919

zaprasza na

Warsztaty pracy projektanta i rzeczoznawcy instalacji i sieci sanitarnych

Termin: 6-7 października 2016 r.

Miejsce: Dom Technika-NOT, ul. Czackiego 3/5, 00-043 Warszawa

Rejestracja na Warsztaty otwarta jest do 30 września 2016 r.

Uwaga – liczba miejsc ograniczona!

W ciągu dwóch dni omówionych będzie prawie 40 tematów.

Referaty plenarne:

- Bezpieczeństwo dostaw gazu spojrzenie dostawcy i operatora
- Przeciwdziałanie poważnym awariom – spojrzenie praktyka
- Projekt budowlany w kontekście regulacji związanych z prawem autorskim i ochroną danych osobowych

Prelekcje odbywające się symultanicznie w czterech salach:

I. Wodociągi i kanalizacja

- Projekt budowlany i projekt wykonawczy – zawartość projektów w świetle obowiązujących przepisów
- Odpowiedzialność projektantów sieci, instalacji i urządzeń wodociągowo – kanalizacyjnych w świetle obowiązujących aktów prawnych w szczególności ustawy prawo geodezyjne i kartograficzne
- Projektowanie, wykonawstwo i eksploatacja sieci i obiektów kanalizacyjnych
- Przegląd dostępnych programów komputerowych stosowanych do projektowania sieci i instalacji wodociągowych i kanalizacyjnych
- Wspomaganie komputerowe w procesie projektowania instalacji i sieci wodociągowych i kanalizacyjnych – przegląd metod, zalety i wady, weryfikacja obliczeń hydraulicznych
- Przegląd obowiązującego ustawodawstwa (unijnego i krajowego) oraz norm z zakresu projektowania sieci, instalacji i urządzeń wodociągowo-kanalizacyjnych
- Weryfikacja projektów sieci, instalacji i urządzeń wodociągowych i kanalizacyjnych w aspekcie zastosowanych rozwiązań
- Zastosowanie ujęcia systemowego w procesie projektowania sieci wodociągowych i kanalizacyjnych
- Projektowanie instalacji wodociągowych i kanalizacyjnych z użyciem technologii BIM
- Zastosowanie nowoczesnych materiałów i technologii w projektowaniu sieci, instalacji i urządzeń wodociągowych i kanalizacyjnych z uwzględnieniem trendów światowych
- Zarządzanie wodami powierzchniowymi

II. Gazownictwo

- Przepisy, normy, standardy techniczne w gazownictwie
- Omówienie zakresu i zawartości projektu sieci i projektu instalacji gazowej
- Nowe technologie w gazownictwie (LNG, CNG, H₂ i ogniwa paliwowe)

- Warunki wejścia na teren dla budowy sieci wysokiego i średniego ciśnienia (omawiane kwestie: projekt, pozwolenie na budowę, wejście na teren wykonawcy, pozwolenie na użytkowanie)
- Symulacja sieci gazowych
- Problemy w trakcie budowy gazociągu wysokiego ciśnienia – doświadczenia firmy budowlanej (wady i błędy w projektach)
- Atestacja certyfikacja i znak bezpieczeństwa dla odbiorników gazu i armatury gazowej
- Wspomaganie komputerowe w procesie projektowania instalacji i sieci gazowych z użyciem technologii BIM

III. Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja i Klimatyzacja

- Nowe inicjatywy europejskie w zakresie oceny wydzielania związków niebezpiecznych z wyrobów budowlanych a jakość powietrza wewnętrznego
- Praktyczne zastosowanie przepisów przeciwpożarowych przy projektowaniu instalacji wentylacji bytowej i pożarowej
- Projektowanie systemów HVAC z użyciem technologii BIM
- Zakres i zawartość projektu budowlanego i wykonawczego instalacji HVAC
- Zasobniki ciepła w systemach ciepłowniczych
- Ogrzewanie i wentylacja obiektów przemysłowych z zastosowaniem niskotemperaturowych źródeł ciepła
- Energooszczędność w aspekcie rosnących wymagań dotyczących separacji tłuszczu w wentylacji kuchni
- Mocowania instalacji rurowych z uwzględnieniem konieczności kompensacji termicznej
- Charakterystyka energetyczna budynków. Praktyka obliczeń i przyjmowanych założeń w celu osiągnięcia wartości współczynników EP określonych w Warunkach Technicznych
- W poszukiwaniu energooszczędności w instalacjach wody lodowej
- Stropy Aktywne – energooszczędne rozwiązanie ogrzewania i chłodzenia budynków biurowych
- Innowacyjne rozwiązania instalacji wodociągowych oraz grzewczo-chłodzących Uponor

Patronat Honorowy



MINISTERSTWO
INFRASTRUKTURY
I BUDOWNICTWA



Partner Strategiczny

Armstrong Fluid Technology Polska – wyłączny przedstawiciel firmy Armstrong w Polsce.



Partner Platynowy



**CIEPŁOWNICTWO
OGRZEWNICTWO
WENTYLACJA**

cyrkulacje

INSTAL

**Inżynier
budownictwa**

**SYSTEMY
INSTALACYJNE**

**GAZ, WODA
i TECHNIKA SANITARNA**

HVACR.pl

**Instal
Reporter**

PORTALKOMUNALNY.PL

**TERAZ
ŚRODOWISKO**

**Chłodnictwo
& Klimatyzacja**

techniki materiały wyroby urządzenia
INSTALACJE

**POLSKI
instalator**

**RiRYNEK
INSTALACYJNY**

**WODOCIĄGI
KANALIZACJA**

W celu uzyskania dalszych informacji – zapraszamy do odwiedzenia strony www.pzits.pl/warsztaty2016
a także profilu LinkedIn <https://pl.linkedin.com/in/warsztatypzits>



Projektowanie instalacji ciepłej wody w budynkach mieszkalnych

Autor: prof. dr hab. inż. Władysław Szaflik

WŁADYSŁAW SZAFLIK
PROJEKTOWANIE
INSTALACJI CIEPŁEJ WODY
W BUDYNKACH MIESZKALNYCH



Książka jest poświęcona instalacjom ciepłej wody i układom jej przygotowywania. Liczy 294 stron tekstu, bogato ilustrowanego rysunkami, schematami oraz tabelami i stanowi pewne

podsumowanie wieloletnich prac prowadzonych w Katedrze Ogrzewnictwa, Wentylacji i Ciepłownictwa Zachodniopomorskiego Uniwersytetu Technologicznego w Szczecinie (do 2008 roku Politechniki Szczecińskiej).

Prezentowana książka jest pozycją, w której przedstawiono w sposób kompleksowy i uporządkowany najnowsze wyniki badań i stosowane rozwiązania instalacji ciepłej wody i układów służących do jej przygotowywania oraz podano metody obliczeń a także współczesne tendencje i kierunki rozwoju tej dziedziny techniki. Przy jej pisaniu starano się wykorzystać najnowszą wiedzę z tej dziedziny. W książce tej przedstawiono całokształt zagadnień związanych z ciepłą wodą, jej właściwościami, rozprowadzeniem oraz przygotowaniem.

Cena 1 egz.:
Zamówienia przyjmuje:

60 zł + 5% VAT.
Ośrodek Informacji
"Technika instalacyjna w budownictwie"
02- 674 Warszawa, ul. Marynarska 14
tel./fax 22-843 77 71
e-mail: wydawnictwo@informacjainstal.com.pl

Przepustnice dla Ciepłownictwa German Quality since 1972



EBRO ARMATUREN®
www.ebro.com.pl

Straty przenikania ciepła w wodnych rurociągach ciepłowniczych – część I

Heat transfer losses in the district heating pipelines – part I

EWA KRĘCIELEWSKA

Wstęp

W latach 2013 ÷ 2016 prowadzony był w Heat-Tech Center Veolia Energia Warszawa Projekt Niezawodna Sieć Ciepłownicza. Jednym z celów Projektu było utworzenie bazy danych jednostkowych strat ciepła. Baza stworzona była na podstawie analitycznych metod obliczeniowych oraz badań izolacji prowadzonych w Laboratorium Badawczym HTC. Stworzenie bazy danych miało na celu między innymi ułatwienie porównania strat przenikania ciepła rurociągów nowych i po kilkuletniej eksploatacji.

Straty ciepła są jednym z wielu zjawisk cieplnych zachodzących w sieci ciepłowniczej podczas przesyłu ciepła [1]. Zwiększając one koszty zakupu, obciążają opłatę za przesyłanie i dystrybucję ciepła, powodują potrzebę zamawiania zwiększonej mocy ciepłowniczej.

Straty przesyłania ciepła są sumą strat przenikania ciepła przez izolacje rurociągów i urządzeń oraz strat ciepła w ubytkach wody sieciowej, mogą być powiększone przez straty od powierzchni nieizolowanych i elementów budowlanych.

Straty przenikania ciepła są skutkiem procesów wymiany ciepła między czynnikiem grzewczym w rurach, a otoczeniem zewnętrznym (powietrzem lub gruntem), są zjawiskiem trwale związanym z funkcjonowaniem sieci ciepłowniczej. Można je ograniczyć, jednakże istnieje pewien poziom strat ciepła, którego nie można obniżyć [1].

Wielkość strat przenikania ciepła zależy od jakości i stanu technicznego izolacji, rodzaju i parametrów transportowanego nośnika ciepła, rozległości i sposobu eksploatacji sieci, zastosowanych technologii wykonania rurociągów (tradycyjne, preizolowane).

Nadmierne straty przenikania ciepła spowodowane są między innymi:

- nieodpowiednią jakością materiałów termoizolacyjnych,
- starzeniem się materiału izolacji właściwej, związanym ze wzrostem współczynnika przewodzenia ciepła,
- zawilgoceniem izolacji,
- stosowaniem nazbyt małych, nieuzasadnionych rachunkiem ekonomicznym, grubości izolacji właściwej.

Straty przenikania ciepła rurociągu \dot{Q} można wyrazić wzorem:

$$\dot{Q} = q_L \cdot L$$

gdzie:

- \dot{Q} – straty przenikania ciepła, W
- q_L – liniowa gęstość strumienia ciepła (jednostkowe straty ciepła), W/m
- L – długość rurociągu, m

Jednostkowe straty ciepła w rurociągach tradycyjnych i preizolowanych

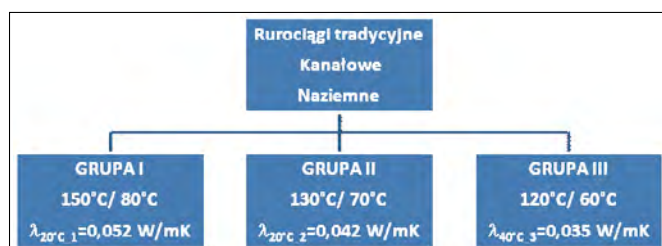
Jednostkowe straty ciepła q_L zależą od temperatury nośnika ciepła, rosną wraz z temperaturą czynnika grzewczego i wieku rurociągu.

W rurociągach tradycyjnych zależą od:

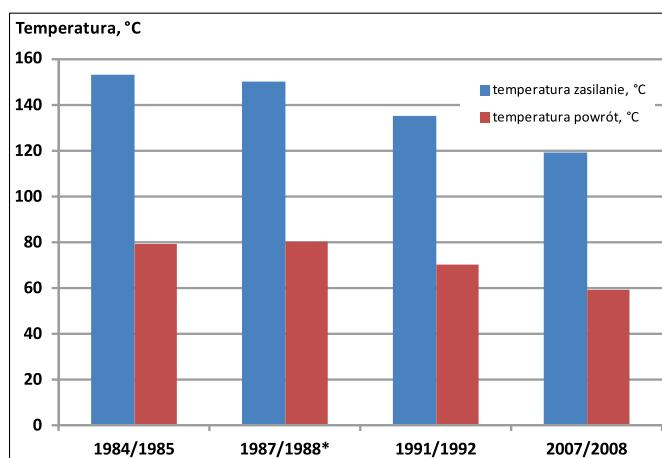
Tabela 1. Grupy izolacji wyodrębnione ze względu na maksymalną obliczeniową temperaturę czynnika, grubość izolacji i współczynnik przewodzenia ciepła

Grupa	Maksymalne obliczeniowe temperatury czynnika (zasilanie/powrót)	Grubość izolacji δ_o , mm	Współczynnik przewodzenia ciepła nowej izolacji włóknistej
I	150°C/ 80°C	Tabela 2 Tabela 3	$\lambda_{20^\circ\text{C}_1}=0,052 \text{ W/mK}$
II	130°C/ 70°C		$\lambda_{20^\circ\text{C}_2}=0,042 \text{ W/mK}$
III	120°C/ 60°C		$\lambda_{40^\circ\text{C}_3}=0,035 \text{ W/mK}$

Rys. 1. Grupy izolacji wyodrębnione ze względu na maksymalną obliczeniową temperaturę czynnika i współczynnik przewodzenia ciepła



Rys. 2. Zmiana temperatury wody sieciowej w w.s.c. w wybranych sezonach grzewczych



mgr inż. Ewa Kręcielewska – Kierownik działu Sieci Ciepłych i Laboratorium Badawczego Veolia Energia Warszawa S.A.

- obliczeniowej temperatury nośnika ciepła i grubości izolacji,
- temperatury otoczenia rurociągu (usytuowania rurociągu),
- wartości współczynnika przewodzenia ciepła izolacji,
- sposobu montażu izolacji (z konstrukcją wsporczą lub bez).

Niższa temperatura nośnika ciepła to nie tylko mniejsze straty ciepła, ale również większa trwałość izolacji, armatury, kompensatorów.

Wyznaczane są wg [2] oraz [3].

Jednostkowe straty ciepła zespolonych rurociągów preizolowanych układanych bezpośrednio w gruncie zależą od:

- rodzaju porofora i wartości współczynnika przewodzenia ciepła izolacji,
 - głębokości wykopu,
 - odległości od powierzchni do osi rurociągów i pomiędzy osiami rurociągów,
 - temperatury otoczenia rurociągu (temperatury gruntu),
 - współczynnika przewodzenia ciepła gruntu (wilgotności gruntu),
- nie zależą od obliczeniowej temperatury nośnika ciepła.

Jednostkowe straty ciepła w rurociągach preizolowanych pojedynczych wyznaczane są wg metodyki określonej w [4], [5]. W przypadku preizolowanych rurociągów podwójnych – wg metodyki określonej w [6].

Wyznaczenie jednostkowych strat ciepła w nowych rurociągach tradycyjnych

Obliczenia strat ciepła rurociągów tradycyjnych kanałowych i naziemnych przeprowadzono dla trzech grup opisanych w tabeli 1 i na rysunku 1:

Grupa I: maksymalne obliczeniowe temperatury czynnika – zasilanie/powrót: 150°C/ 80°C

współczynnik przewodzenia ciepła izolacji $\lambda_{20^{\circ}\text{C}_1}=0,052$ W/mK

Grupa II: maksymalne obliczeniowe temperatury czynnika – zasilanie/powrót: 130°C/ 70°C,

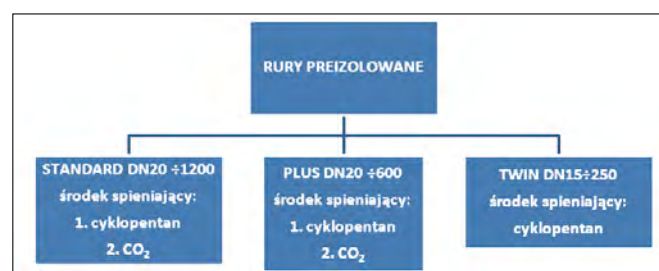
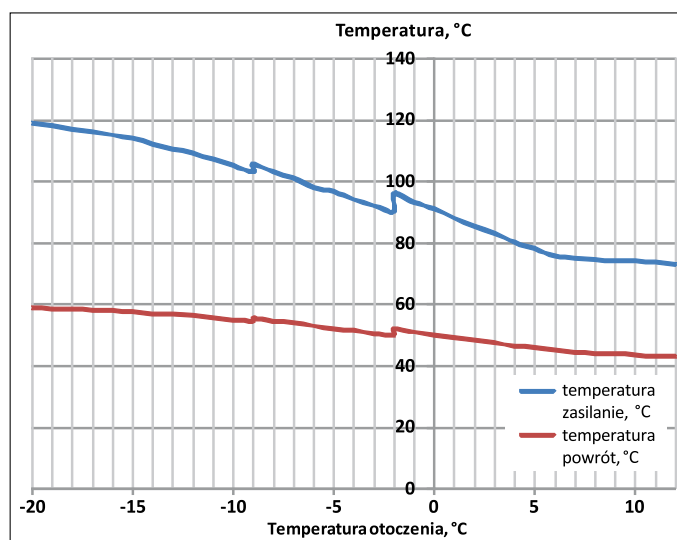
współczynnik przewodzenia ciepła izolacji $\lambda_{20^{\circ}\text{C}_2}=0,042$ W/mK

Grupa III: maksymalne obliczeniowe temperatury czynnika – zasilanie/powrót: 120°C/ 60°C,

współczynnik przewodzenia ciepła izolacji $\lambda_{40^{\circ}\text{C}_3}=0,035$ W/mK.

Takiego podziału dokonano ze względu na:

Rys. 3. Zależność temperatury zasilania i powrotu od temperatury powietrza (Warszawa)



Rys. 4. Grupy rurociągów preizolowanych wyodrębnione ze względu na typ rury oraz środek spieniający

Tabela 2. Grubości izolacji z wełny mineralnej rurociągów kanałowych dla temperatury wody sieciowej 150°C/80°C, 130°C/70°C oraz 120°C/ 60°C

DN	dz, mm	Grubości izolacji δ_o , mm dla temperatury wody sieciowej 150°C/80°C		Grubości izolacji δ_o , mm dla temperatury wody sieciowej 130°C/70°C		Grubości izolacji δ_o , mm dla temperatury wody sieciowej 120°C/60°C	
		zasilanie	powrót	zasilanie	powrót	zasilanie	powrót
20	26,9	60	40	40	30	30	15
25	33,7	60	40	40	30	30	15
32	42,4	70	40	50	30	35	15
40	48,3	70	40	50	30	35	15
50	60,3	80	40	50	30	35	20
65	76,1	80	40	50	30	40	20
80	88,9	90	40	60	30	45	25
100	114,3	90	50	60	30	50	25
125	139,7	100	50	70	40	55	30
150	168,3	100	50	70	40	60	35
200	219,1	110	50	80	40	65	40
250	273,0	110	60	80	40	70	40
300	323,9	120	60	90	50	75	45
350	355,6	120	70	90	50	75	45
400	406,4	130	70	90	50	85	50
450	457,2	130	70	100	50	90	50
500	508,0	140	80	100	60	95	60
600	609,6	150	90	110	60	105	60
700	711,0	150	90	110	70	110	70
800	813,0	150	90	110	70	110	70
900	914,0	160	90	120	70	115	70
1000	1016,0	160	90	120	70	120	75
1100	1118,0	160	90	120	70	120	80
1200	1219,0	160	90	120	70	120	85

- możliwą w ciągu lat zmianę obliczeniowych temperatur czynnika (zasilanie i powrót) w systemie ciepłowniczym,
- różne maksymalne obliczeniowe temperatury nośnika ciepła w systemach ciepłowniczych i stosowanie izolacji

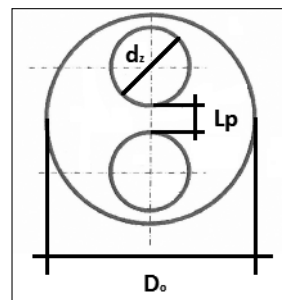
Tabela 3. Grubości izolacji z wełny mineralnej rurociągów naziemnych dla temperatury wody sieciowej 150°C/80°C, 130°C/70°C oraz 120°C/ 60°C

DN	dz, mm	Grubości izolacji δ_o , mm dla temperatury wody sieciowej 150°C/80°C		Grubości izolacji δ_o , mm dla temperatury wody sieciowej 130°C/70°C		Grubości izolacji δ_o , mm dla temperatury wody sieciowej 120°C/60°C	
		zasilanie	powrót	zasilanie	powrót	zasilanie	powrót
20	26,9	90	70	80	50	50	50
25	33,7	90	70	80	50	60	50
32	42,4	90	70	90	60	70	50
40	48,3	90	70	90	60	70	50
50	60,3	100	70	100	60	70	60
65	76,1	100	80	100	70	80	60
80	88,9	120	80	110	70	80	60
100	114,3	120	90	120	70	90	70
125	139,7	130	100	130	80	100	80
150	168,3	130	100	130	80	100	80
200	219,1	150	120	150	100	110	90
250	273,0	150	120	150	110	110	90
300	323,9	160	130	160	110	120	100
350	355,6	160	130	160	110	120	100
400	406,4	180	140	180	120	130	110
450	457,2	180	150	180	130	140	110
500	508,0	190	160	190	130	140	120
600	609,6	210	170	200	150	160	130
700	711,0	220	190	210	170	160	140
800	813,0	220	190	210	170	160	140
900	914,0	230	190	210	170	160	150
1000	1016,0	230	190	220	170	170	150
1100	1118,0	230	200	220	180	170	160
1200	1219,0	230	200	220	180	170	160

następujące dane – na podstawie [2]:

$m = 0,00023$ W/mK ²	mnożnik
k_1	współczynnik korekcji, zależny od miejsca usytuowania izolowanego rurociągu kanałowego
$k_1=1,93$	przy $t_{cz_max}=150^\circ\text{C}$
$k_1=1,92$	przy $t_{cz_max}=130^\circ\text{C}$
$k_1=1,915$	przy $t_{cz_max}=130^\circ\text{C}$
k_1	współczynnik korekcji, zależny od miejsca usytuowania izolowanego rurociągu naziemnego
$k_1=1,97$	przy $t_{cz_max}=150^\circ\text{C}$
$k_1=1,96$	przy $t_{cz_max}=130^\circ\text{C}$
$k_1=1,955$	przy $t_{cz_max}=120^\circ\text{C}$
$k_2=1,06$	współczynniki korekcji uwzględniające wpływ metalowych konstrukcji wsporczych izolacji na wielkość strat ciepła
$t_o, ^\circ\text{C}$	temperatura otoczenia dla rurociągów kanałowych, tabela 4

Rys. 6. Wymiary preizolowanej rury podwójnej



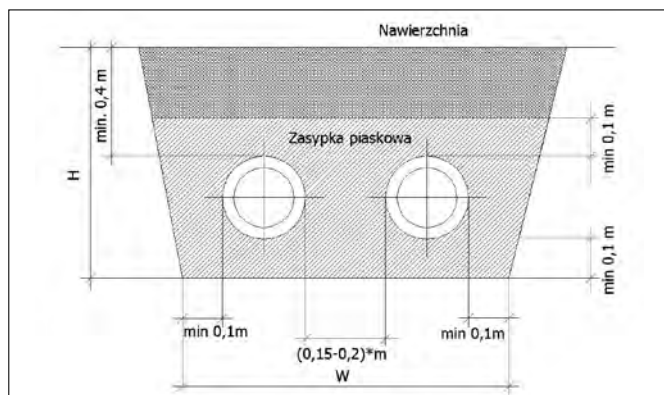
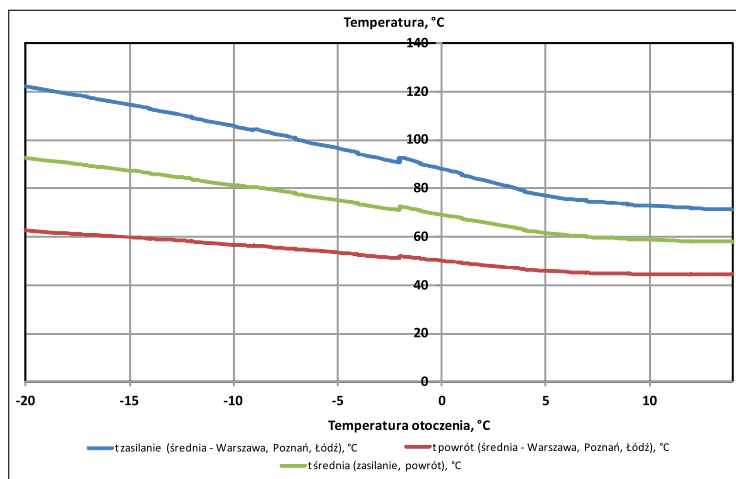
- o różnych grubościach,
- inne wartości współczynnika przewodzenia ciepła nowej izolacji włóknistej (izolacja produkowana obecnie jest lepsza, niż produkowana 30 lat temu).

Na rysunku 2 przedstawiono zmianę temperatury wody sieciowej na przestrzeni ostatnich 30 lat w warszawskim systemie ciepłowniczym (w.s.c.). Od roku 1987 maksymalna obliczeniowa temperatura wody sieciowej zasilającej/ powrotnej zmieniła się ze 150°C/80°C [7] na 119°C/59°C.

W tabeli 2 przedstawiono przyjęte do obliczeń jednostkowych strat ciepła grubości izolacji z wełny mineralnej stosowanych na rurociągach kanałowych, w tabeli 3 grubości izolacji stosowanych na rurociągach naziemnych.

Do obliczeń jednostkowych strat ciepła w rurociągach tradycyjnych przyjęto

Rys. 7. Zależność temperatury zasilania i powrotu od temperatury powietrza (Łódź)



Rys. 5. Przekrój wykopu (* dla rurociągów DN ≥ 350 minimalna odległość między rurami wynosi 0,4 m)

Tabela 4. Temperatura powietrza w kanale w zależności od DN oraz obliczeniowych temperatur czynnika t_{cz}/t_p

DN	t_{cz}/t_p		
	150°C/80°C	130°C/70°C	120°C/60°C
	$t_o, ^\circ\text{C}$		
do 50	14	13	12
65 ÷ 150	19	17	16
200 ÷ 350	25	23	21
400 ÷ 600	29	27	25
700 ÷ 900	33	30	27
1000 ÷ 1400	35	32	29

Tabela 5. Wymiary wykopów (w praktyce wymiary wykopu powinny odpowiadać zaleceniom producenta systemu preizolowanego)

DN	Średnica zewnętrzna rury przewodowej d_z , mm	Średnica zewnętrzna rury HDPE D_o , mm	Głębokość wykopu H , m	Szerokość wykopu W , m
32	42,4	110	0,65	0,7
40	48,3	110		
50	60,3	125		
65	76,1	140		
80	88,9	160	0,7	0,8
100	114,3	200	0,75	
125	133	225	0,8	
150	159	250	0,9	
200	219,1	315	1,0	1,2
250	273	400		1,4
300	323,9	450		1,5
350	355,6	500		1,6
400	406,4	560	1,2	1,8
450	457	630	1,3	2,0
500	508	710	1,4	2,2
600	610	800	1,5	2,4
700	711	900	1,6	2,6
800	813	1000	1,8	2,8
900	914	1100	2,0	3,0
1000	1016	1200	2,2	3,2
1100	1118	1300	2,4	3,4
1200	1219	1400	2,6	3,6

Tabela 6. Wymiary rur preizolowanych typu standard oraz typu plus

DN	Średnica zewnętrzna rury przewodowej d_z	Grubość ścianki rury przewodowej s	Średnica zewnętrzna rury HDPE D_o	Grubość ścianki rury HDPE e	Średnica zewnętrzna rury HDPE D_o	Grubość ścianki rury HDPE e
			Izolacja standard		Izolacja Plus	
-	mm	mm	mm	mm	mm	mm
20	26,9	2,6	90	3,0	110	3,0
25	33,7	2,6	90	3,0	110	3,0
32	42,4	2,9	110	3,0	125	3,0
40	48,3	2,9	110	3,0	125	3,0
50	60,3	2,9	125	3,0	140	3,0
65	76,1	2,9	140	3,0	160	3,0
80	88,9	3,2	160	3,0	180	3,0
100	114,3	3,6	200	3,2	225	3,4
125	139,7	3,6	225	3,4	250	3,6
150	168,3	4,0	250	3,6	280	3,9
200	219,1	4,5	315	4,1	355	4,5
250	273,0	5,0	400	4,8	450	5,2
300	323,9	5,6	450	5,2	500	5,6
350	355,6	5,6	500	5,6	560	5,6
400	406,4	6,3	560	6,0	560	6,0
450	457,0	6,3	630	6,6	630	6,6
500	508,0	6,3	710	7,2	710	7,2
600	610,0	7,1	800	7,9	800	7,9
700	711,0	8,0	900	8,7	-	-
800	813,0	8,8	1000	9,4	-	-
900	914,0	10,0	1100	10,2	-	-
1000	1016,0	11,0	1200	11,0	-	-
1100	1118,0	12,5	1300	12,5	-	-
1200	1219,0	14,2	1400	12,5	-	-

Temperaturę otoczenia dla rurociągów naziemnych t_o , °C przyjęto na podstawie wykresu regulacyjnego dla w.s.c. (rys. 3).

Jednostkowe straty ciepła nowych rurociągów tradycyjnych przedstawiono w postaci funkcji wielomianowej (wielomian drugiego stopnia):

$$q_{L_tradycyjne_nowa_DN,t_c} = a \cdot t_c^2 + b \cdot t_c + c$$

gdzie:

t_c – temperatura nośnika ciepła, °C

a, b, c – współczynniki

W tabelach:

- TK1 ÷ TK3 przedstawiono współczynniki a, b, c do wyznaczania jednostkowych strat ciepła dla nowych rurociągów tradycyjnych kanałowych,
- TN1 ÷ TN3 przedstawiono współczynniki a, b, c do wyznaczania jednostkowych strat ciepła dla nowych rurociągów tradycyjnych naziemnych.

Jednostkowe straty ciepła w nowych rurociągach preizolowanych

Obliczenia jednostkowych strat ciepła wykonano dla trzech grup rurociągów preizolowanych, w podziale na rurociągi zasilające i powrotne (rys. 4).

Wymiary wykopu przyjęto wg rysunku 5 i wg tabeli 5, wymiary rur preizolowanych pojedynczych przedstawiono w tabeli 6, wymiary rur preizolowanych podwójnych przedstawiono w tabeli 7.

Jednostkowe straty ciepła nowych rurociągów wyznaczono dla rurociągów z izolacją spienianą CO₂ (współczynnik przewodzenia ciepła $\lambda_{50} = 0,033$ W/mK [8]) oraz z izolacją spienianą cyklopentanem (współczynnik przewodzenia ciepła $\lambda_{50} = 0,029$ W/mK [9]). Współczynnik przewodzenia ciepła w zależności od temperatury nośnika ciepła przeliczano przy pomocy mnożnika $m = 0,00012$ W/mK², na podstawie [2].

Do obliczeń przyjęto:

- współczynnik przewodzenia ciepła gruntu $\lambda_g = 1,6$ W/mK (grunt normalny)
- współczynnik przewodzenia ciepła polietylenu $\lambda_{HDPE} = 0,4$ W/mK

Tabela 7. Wymiary podwójnych rur preizolowanych

DN	Średnice zewnętrzne rur przewodowych d_z	Grubość ścianki rury przewodowej s	Średnica zewnętrzna rury HDPE D_o	Grubość ścianki rury HDPE e	Odległość pomiędzy rurami przewodowymi L_p
	mm		mm		
15	21,3	2,6	125	3,0	19
20	26,9	2,6	125	3,0	19
25	33,7	2,6	140	3,0	19
32	42,4	2,9	160	3,0	19
40	48,3	2,9	160	3,0	19
50	60,3	2,9	200	3,2	20
65	76,1	2,9	225	3,4	20
80	88,9	3,2	250	3,6	25
100	114,3	3,6	315	4,1	25
125	139,7	3,6	400	4,8	30
150	168,3	4,0	450	5,2	40
200	219,1	4,5	560	6,0	45
250	273,0	5,0	710	7,2	45

- współczynnik przewodzenia ciepła stali $\lambda_{\text{stali}}=50\text{W/mK}$
- temperatura gruntu $t_g=6^\circ\text{C}$ (w sezonie grzewczym), $t_g=12^\circ\text{C}$ (w sezonie letnim).

Jednostkowe straty ciepła nowych pojedynczych rurociągów preizolowanych przedstawiono w postaci funkcji wielomianowej (wielomian drugiego stopnia):

$$q_{L_{\text{preizolowane_nowa_DN},t_c}} = d \cdot t_c^2 + e \cdot t_c + f$$

gdzie:

t_c – temperatura nośnika ciepła, $^\circ\text{C}$
 d, e, f – współczynniki

W tabelach PS1 ÷ PS2 przedstawiono współczynniki d, e, f do wyznaczania jednostkowych strat ciepła dla nowych rurociągów tradycyjnych z izolacją standard, w tabelach PP1 ÷ PP2 – dla nowych rurociągów preizolowanych z izolacją plus.

Jednostkowe straty ciepła nowych rurociągów preizolowanych podwójnych przedstawiono w postaci funkcji wielomianowej (wielomian drugiego stopnia):

$$q_{L_{\text{preizolowane_nowa_podwójna_DN},t}} = g \cdot t^2 + h \cdot t + i$$

gdzie:

g, h, i – współczynniki
 t – temperatura, $^\circ\text{C}$

$$t = \frac{t_{cz} + t_{cp}}{2}$$

t_{cz} – temperatura nośnika ciepła na zasilaniu, $^\circ\text{C}$

t_{cp} – temperatura nośnika ciepła na powrocie, $^\circ\text{C}$

Średnie temperatury zasilania i powrotu przyjęto na podstawie wykresów regulacyjnych Warszawy, Łodzi i Poznania (rys. 7).

W tabeli PT1 przedstawiono jednostkowe straty ciepła w podwójnych rurociągach preizolowanych z izolacją spienianą cyklopentanem dla średniej temperatury zasilania i powrotu.

Tabela TK1. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH RUROCIĄGÓW KANAŁOWYCH
GRUPA I: $150^\circ\text{C}/80^\circ\text{C}$, $\lambda_{20^\circ\text{C}_1}=0,052\text{ W/mK}$

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
20	0,0004	0,1771	-2,56	-0,0010	0,3718	-6,95
25	0,0005	0,1982	-2,87	-0,0011	0,4218	-7,89
32	0,0005	0,2061	-2,98	-0,0013	0,4839	-9,05
40	0,0005	0,2210	-3,20	-0,0014	0,5251	-9,82
50	0,0006	0,2321	-3,36	-0,0016	0,6074	-11,36
65	0,0006	0,2656	-5,28	-0,0019	0,7140	-15,61
80	0,0007	0,2717	-5,40	-0,0021	0,7993	-17,47
100	0,0008	0,3180	-6,32	-0,0022	0,8161	-17,84
125	0,0008	0,3384	-6,72	-0,0029	0,9501	-20,77
150	0,0009	0,3840	-7,63	-0,0029	1,0999	-24,05
200	0,0010	0,4326	-11,46	-0,0037	1,3643	-35,13
250	0,0012	0,5088	-13,48	-0,0038	1,4079	-36,26
300	0,0013	0,5424	-14,37	-0,0044	1,6276	-41,91
350	0,0014	0,5830	-15,45	-0,0041	1,5452	-39,79
400	0,0015	0,6081	-18,86	-0,0046	1,7329	-49,22
450	0,0016	0,6679	-20,72	-0,0051	1,9202	-54,54
500	0,0016	0,6850	-21,25	-0,0050	1,8734	-53,21
600	0,0018	0,7514	-23,31	-0,0053	1,9827	-56,31
700	0,0021	0,8542	-30,43	-0,0061	2,2730	-70,68

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
800	0,0023	0,9574	-34,10	-0,0069	2,5648	-79,75
900	0,0024	1,0018	-35,68	-0,0077	2,8535	-88,73
1000	0,0026	1,0983	-41,67	-0,0084	3,1449	-102,08
1100	0,0029	1,1947	-45,33	-0,0092	3,4361	-111,53
1200	0,0031	1,2901	-48,95	-0,0100	3,7245	-120,89

Tabela TK2. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH RUROCIĄGÓW KANAŁOWYCH
GRUPA II: $130^\circ\text{C}/70^\circ\text{C}$, $\lambda_{20^\circ\text{C}_2}=0,042\text{ W/mK}$

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
20	0,0005	0,1724	-2,33	-0,0009	0,3540	-6,47
25	0,0006	0,1956	-2,64	-0,0010	0,4059	-7,42
32	0,0006	0,1964	-2,65	-0,0012	0,4708	-8,61
40	0,0006	0,2121	-2,87	-0,0013	0,5141	-9,40
50	0,0007	0,2433	-3,29	-0,0015	0,6010	-10,99
65	0,0009	0,2835	-5,07	-0,0018	0,7141	-14,84
80	0,0008	0,2784	-4,98	-0,0020	0,8048	-16,73
100	0,0010	0,3314	-5,93	-0,0024	0,9838	-20,45
125	0,0010	0,3427	-6,13	-0,0023	0,9168	-19,06
150	0,0012	0,3930	-7,03	-0,0026	1,0674	-22,19
200	0,0013	0,4339	-10,68	-0,0033	1,3337	-32,87
250	0,0016	0,5157	-12,69	-0,0040	1,6152	-39,81
300	0,0016	0,5383	-13,25	-0,0038	1,5428	-38,02
350	0,0018	0,5808	-14,29	-0,0042	1,6751	-41,28
400	0,0020	0,6488	-18,95	-0,0047	1,8869	-51,48
450	0,0020	0,6556	-19,15	-0,0052	2,0986	-57,26
500	0,0022	0,7166	-20,94	-0,0049	1,9575	-53,41
600	0,0023	0,7720	-22,55	-0,0057	2,3101	-63,03
700	0,0027	0,8824	-28,88	-0,0057	2,3095	-67,67
800	0,0030	0,9933	-32,51	-0,0065	2,6126	-76,55
900	0,0031	1,0203	-33,40	-0,0072	2,9127	-85,34
1000	0,0034	1,1218	-39,39	-0,0080	3,2156	-98,60
1100	0,0037	1,2232	-42,95	-0,0087	3,5184	-107,88
1200	0,0040	1,3236	-46,47	-0,0095	3,8182	-117,08

Tabela TK3. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH RUROCIĄGÓW KANAŁOWYCH
GRUPA III: $120^\circ\text{C}/60^\circ\text{C}$, $\lambda_{40^\circ\text{C}_3}=0,035\text{ W/mK}$

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
20	0,0006	0,1517	-2,42	-0,0012	0,4359	-8,34
25	0,0006	0,1739	-2,77	-0,0014	0,5129	-9,81
32	0,0007	0,1824	-2,90	-0,0044	0,9040	-19,52
40	0,0007	0,1986	-3,16	-0,0018	0,6759	-12,93
50	0,0008	0,2308	-3,68	-0,0017	0,6417	-12,28
65	0,0009	0,2469	-4,95	-0,0020	0,7679	-16,43
80	0,0009	0,2536	-5,09	-0,0019	0,7269	-15,55
100	0,0010	0,2822	-5,66	-0,0024	0,8939	-19,13
125	0,0011	0,3054	-6,13	-0,0024	0,9078	-19,42
150	0,0012	0,3295	-6,61	-0,0025	0,9327	-19,96
200	0,0013	0,4042	-11,16	-0,0033	1,0944	-27,31
250	0,0014	0,4549	-12,56	-0,0040	1,3254	-33,07
300	0,0016	0,4948	-13,67	-0,0042	1,3892	-34,66
350	0,0017	0,5350	-14,78	-0,0045	1,5098	-37,67
400	0,0017	0,5361	-17,06	-0,0045	1,5287	-41,81
450	0,0018	0,5643	-17,96	-0,0050	1,7001	-46,50
500	0,0019	0,5896	-18,76	-0,0046	1,5858	-43,38
600	0,0020	0,6329	-20,14	-0,0055	1,8715	-51,19

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
700	0,0020	0,7323	-26,05	-0,0062	1,9404	-56,30
800	0,0023	0,8243	-29,32	-0,0070	2,1951	-63,69
900	0,0024	0,8795	-31,29	-0,0078	2,4471	-71,00
1000	0,0026	0,9275	-34,95	-0,0078	2,5090	-75,96
1100	0,0028	1,0114	-38,11	-0,0080	2,5831	-78,20
1200	0,0030	1,0944	-41,23	-0,0082	2,6465	-80,12

Tabela TN1. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH RUROCIĄGÓW NAZIEMNYCH
GRUPA I: 150°C/ 80°C, $\lambda_{20^\circ\text{C}_1}=0,052 \text{ W/mK}$.

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
20	0,0019	-0,0467	4,50	0,0111	-0,6062	11,72
25	0,0021	-0,0516	4,97	0,0124	-0,6747	13,04
32	0,0024	-0,0575	5,54	0,0139	-0,7583	14,66
40	0,0025	-0,0614	5,91	0,0150	-0,8132	15,72
50	0,0027	-0,0652	6,28	0,0169	-0,9216	17,82
65	0,0034	-0,1263	9,42	0,0195	-1,1285	22,57
80	0,0033	-0,1244	9,28	0,0215	-1,2411	24,82
100	0,0038	-0,1439	10,73	0,0234	-1,3510	27,01
125	0,0041	-0,1549	11,55	0,0249	-1,4379	28,75
150	0,0046	-0,1743	12,01	0,0282	-1,6315	32,62
200	0,0056	-0,2865	18,37	0,0328	-2,0167	41,56
250	0,0065	-0,3334	21,37	0,0385	-2,3650	48,74
300	0,0070	-0,3597	23,06	0,0412	-2,5315	52,18
350	0,0075	-0,3851	24,69	0,0442	-2,7184	56,03
400	0,0082	-0,4960	29,65	0,0497	-3,1731	66,60
450	0,0089	-0,5418	32,38	0,0516	-3,2965	69,19
500	0,0093	-0,5634	33,67	0,0533	-3,4043	71,45
600	0,0099	-0,6003	35,88	0,0587	-3,7522	78,75
700	0,0111	-0,7233	42,12	0,0628	-4,0842	86,38
800	0,0124	-0,8054	46,90	0,0702	-4,5600	96,44
900	0,0132	-0,8547	49,77	0,0774	-5,0300	106,38
1000	0,0149	-1,0233	58,29	0,0874	-5,7733	122,94
1100	0,0161	-1,1089	63,17	0,0908	-5,9976	127,72
1200	0,0173	-1,1936	67,99	0,0979	-6,4642	137,66

Tabela TN2. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH RUROCIĄGÓW NAZIEMNYCH
GRUPA II: 130°C/ 70°C, $\lambda_{20^\circ\text{C}_2}=0,042 \text{ W/mK}$.

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
20	0,0020	-0,0911	6,03	0,0119	-0,7058	14,34
25	0,0022	-0,1009	6,69	0,0134	-0,7945	16,14
32	0,0023	-0,1065	7,06	0,0138	-0,8153	16,56
40	0,0025	-0,1136	7,53	0,0148	-0,8771	17,81
50	0,0026	-0,1207	7,99	0,0169	-0,9996	20,30
65	0,0033	-0,1893	11,37	0,0194	-1,2121	25,29
80	0,0034	-0,1959	11,77	0,0214	-1,3387	27,91
100	0,0037	-0,2157	12,95	0,0253	-1,5833	33,07
125	0,0040	-0,2321	13,94	0,0265	-1,6588	34,58
150	0,0045	-0,2612	15,69	0,0303	-1,8949	39,50
200	0,0054	-0,3807	21,28	0,0346	-2,2823	48,71
250	0,0063	-0,4429	24,76	0,0380	-2,5045	53,45
300	0,0068	-0,4779	26,72	0,0433	-2,8558	60,95
350	0,0073	-0,5117	28,61	0,0466	-3,0736	65,60
400	0,0080	-0,624	33,61	0,0521	-3,5587	77,04

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
450	0,0087	-0,6816	36,71	0,0537	-3,6682	79,41
500	0,0091	-0,7088	38,18	0,0585	-3,9959	86,50
600	0,0100	-0,7847	42,26	0,0604	-4,1268	89,34
700	0,0113	-0,9255	49,12	0,0641	-4,4449	96,80
800	0,0126	-1,0316	54,75	0,0717	-4,9720	108,28
900	0,0139	-1,1362	60,31	0,0792	-5,4929	119,62
1000	0,0151	-1,2878	67,49	0,0898	-6,3147	138,26
1100	0,0164	-1,3963	73,17	0,0929	-6,5300	142,97
1200	0,0177	-1,5035	78,80	0,1002	-7,0445	154,24

Tabela TN3. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH RUROCIĄGÓW NAZIEMNYCH
GRUPA III: 120°C/ 60°C, $\lambda_{40^\circ\text{C}_3}=0,035 \text{ W/mK}$.

DN	zasilanie			powrót		
	a	b	c	a	b	c
20	0,0024	-0,1745	9,42	0,0105	-0,6971	14,97
25	0,0024	-0,1784	9,63	0,0119	-0,7847	16,85
32	0,0025	-0,1856	10,01	0,0135	-0,8927	19,17
40	0,0027	-0,1990	10,74	0,0146	-0,9640	20,70
50	0,0031	-0,2255	12,17	0,0149	-0,9874	21,20
65	0,0036	-0,2987	15,52	0,0191	-1,3234	28,92
80	0,0040	-0,3285	17,07	0,0212	-1,4663	32,05
100	0,0043	-0,3576	18,58	0,0226	-1,5665	34,24
125	0,0046	-0,3806	19,78	0,0237	-1,6412	35,87
150	0,0052	-0,4319	22,44	0,0271	-1,8749	40,97
200	0,0066	-0,6079	30,60	0,0338	-2,4460	54,32
250	0,0077	-0,7150	36,00	0,0401	-2,8965	64,33
300	0,0082	-0,7622	38,37	0,0422	-3,0504	67,74
350	0,0088	-0,8194	41,25	0,0455	-3,2871	73,00
400	0,0100	-0,9910	49,01	0,0509	-3,7786	84,91
450	0,0103	-1,0258	50,74	0,0561	-4,1699	93,51
500	0,0112	-1,1163	55,21	0,0569	-4,2338	94,94
600	0,0117	-1,1615	57,44	0,0620	-4,6115	103,41
700	0,0138	-1,4096	69,21	0,0690	-5,1914	116,89
800	0,0154	-1,5783	77,49	0,0774	-5,8245	131,15
900	0,0171	-1,7450	85,68	0,0807	-6,0729	136,74
1000	0,0184	-1,9316	94,21	0,0919	-6,9936	158,06
1100	0,0200	-2,0999	102,44	0,0945	-7,1885	162,46
1200	0,0216	-2,2665	110,57	0,1020	-7,7624	175,43

Tabela PS1. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH POJEDYNYCH RUROCIĄGÓW PREIZOLOWANYCH Z IZOLACJĄ STANDARD SPIENIĄ CYKLOPENTANEM

DN	zasilanie			powrót		
	d	e	f	d	e	f
20	-0,0005	0,2999	-10,24	-0,0055	0,7570	-18,42
25	-0,0007	0,3687	-12,58	-0,0068	0,9327	-22,69
32	-0,0007	0,3765	-12,85	-0,0069	0,9522	-23,17
40	-0,0008	0,4355	-14,85	-0,0081	1,1034	-26,84
50	-0,0009	0,4884	-16,65	-0,0091	1,2390	-30,14
65	-0,0011	0,5796	-19,75	-0,0108	1,4736	-35,83
80	-0,0011	0,5961	-20,30	-0,0111	1,5166	-36,88
100	-0,0011	0,6226	-21,21	-0,0116	1,5844	-38,52
125	-0,0013	0,7249	-24,67	-0,0137	1,8507	-44,98
150	-0,0016	0,8597	-29,22	-0,0165	2,2073	-53,62
200	-0,0017	0,9321	-31,67	-0,0179	2,3967	-58,21
250	-0,0017	0,8993	-30,60	-0,0170	2,2999	-55,89
300	-0,0019	1,0436	-35,49	-0,0198	2,6717	-64,92
350	-0,0019	1,0070	-34,26	-0,0191	2,5774	-62,63

DN	zasilanie			powrót		
	d	e	f	d	e	f
400	-0,0020	1,0744	-36,58	-0,0202	2,7357	-66,50
450	-0,0020	1,0742	-36,57	-0,0202	2,7356	-66,50
500	-0,0019	1,0259	-34,94	-0,0192	2,6101	-63,46
600	-0,0024	1,2656	-43,06	-0,0239	3,2318	-78,54
700	-0,0027	1,4498	-49,29	-0,0276	3,7110	-90,16
800	-0,0031	1,6282	-55,29	-0,0314	4,1881	-101,69
900	-0,0034	1,7965	-60,93	-0,0350	4,6431	-112,69
1000	-0,0037	1,9727	-66,82	-0,0390	5,1242	-124,30
1100	-0,0041	2,1612	-73,10	-0,0433	5,6439	-136,83
1200	-0,0044	2,3059	-77,91	-0,0467	6,0488	-146,56

Tabela PS2. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH POJEDYŃCZYCH RUROCIĄGÓW PREIZOLOWANYCH Z IZOLACJĄ STANDARD SPIENIĄNĄ CO₂.

DN	zasilanie			powrót		
	d	e	f	d	e	f
20	-0,0007	0,3471	-11,82	-0,0064	0,8759	-21,30
25	-0,0008	0,4256	-14,48	-0,0079	1,0770	-26,18
32	-0,0009	0,4349	-14,80	-0,0081	1,1000	-26,74
40	-0,0010	0,5021	-17,07	-0,0094	1,2725	-30,93
50	-0,0011	0,5626	-19,13	-0,0105	1,4277	-34,69
65	-0,0013	0,6664	-22,64	-0,0126	1,6949	-41,18
80	-0,0014	0,6851	-23,27	-0,0129	1,7441	-42,37
100	-0,0014	0,7158	-24,32	-0,0135	1,8226	-44,28
125	-0,0016	0,8316	-28,23	-0,0158	2,1245	-51,59
150	-0,0019	0,9825	-33,30	-0,0190	2,5249	-61,28
200	-0,0021	1,0647	-36,07	-0,0207	2,7401	-66,49
250	-0,0020	1,0310	-34,98	-0,0197	2,6384	-64,06
300	-0,0024	1,1946	-40,52	-0,0229	3,0608	-74,30
350	-0,0023	1,1538	-39,14	-0,0221	2,9552	-71,75
400	-0,0024	1,2310	-41,79	-0,0233	3,1365	-76,18
450	-0,0024	1,2314	-41,81	-0,0234	3,1379	-76,21
500	-0,0023	1,1778	-40,00	-0,0223	2,9980	-72,82
600	-0,0029	1,4479	-49,12	-0,0277	3,7003	-89,84
700	-0,0033	1,6553	-56,12	-0,0318	4,2405	-102,93
800	-0,0037	1,8528	-62,73	-0,0361	4,7705	-115,73
900	-0,0041	2,0378	-68,91	-0,0402	5,2729	-127,85
1000	-0,0045	2,2304	-75,32	-0,0446	5,8010	-140,58
1100	-0,0049	2,4350	-82,11	-0,0494	9,3677	-154,23
1200	-0,0052	2,5909	-87,25	-0,0531	6,8061	-164,77

Tabela PP1. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH POJEDYŃCZYCH RUROCIĄGÓW PREIZOLOWANYCH Z IZOLACJĄ PLUS SPIENIĄNĄ CYKLOPENTANEM.

DN	zasilanie			powrót		
	d	e	f	d	e	f
20	-0,0005	0,2557	-8,73	-0,0047	0,6442	-15,68
25	-0,0006	0,3041	-10,38	-0,0056	0,7672	-18,67
32	-0,0006	0,3312	-11,31	-0,0061	0,8361	-20,35
40	-0,0007	0,3760	-12,83	-0,0069	0,9504	-23,13
50	-0,0008	0,4224	-14,41	-0,0078	1,0688	-26,01
65	-0,0009	0,4763	-16,24	-0,0088	1,2061	-29,34
80	-0,0009	0,4985	-17,00	-0,0092	1,2635	-30,74

DN	zasilanie			powrót		
	d	e	f	d	e	f
100	-0,0009	0,5188	-17,69	-0,0096	1,3150	-31,99
125	-0,0011	0,6002	-20,45	-0,0112	1,5248	-37,08
150	-0,0013	0,6804	-23,17	-0,0128	1,7344	-42,17
200	-0,0013	0,7168	-24,41	-0,0135	1,8277	-44,43
250	-0,0013	0,6996	-23,85	-0,0130	1,7765	-43,21
300	-0,0015	0,8054	-27,45	-0,0150	2,0463	-49,76
350	-0,0014	0,7678	-26,17	-0,0143	1,9498	-47,42
400	-0,0020	1,0744	-36,58	-0,0202	2,7357	-66,50
450	-0,0020	1,0742	-36,57	-0,0202	2,7356	-66,50
500	-0,0019	1,0259	-34,94	-0,0192	2,6101	-63,46
600	-0,0024	1,2656	-43,06	-0,0239	3,2318	-78,54

Tabela PP2. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH POJEDYŃCZYCH RUROCIĄGÓW PREIZOLOWANYCH Z IZOLACJĄ PLUS SPIENIĄNĄ CO₂.

DN	zasilanie			powrót		
	d	e	f	d	e	f
20	-0,0006	0,2966	-10,10	-0,0054	0,7469	-18,17
25	-0,0007	0,3521	-11,99	-0,0065	0,8882	-21,60
32	-0,0007	0,3834	-13,05	-0,0071	0,9676	-23,53
40	-0,0009	0,4346	-14,79	-0,0081	1,0986	-26,71
50	-0,0010	0,4878	-16,60	-0,0091	1,2345	-30,01
65	-0,0011	0,5496	-18,69	-0,0102	1,3920	-33,84
80	-0,0011	0,5749	-19,55	-0,0107	1,4577	-35,43
100	-0,0012	0,5986	-20,36	-0,0112	1,5176	-36,89
125	-0,0014	0,6913	-23,50	-0,0130	1,7570	-42,69
150	-0,0015	0,7820	-26,56	-0,0148	1,9945	-48,45
200	-0,0016	0,8241	-27,99	-0,0156	2,1023	-51,06
250	-0,0016	0,8064	-27,41	-0,0151	2,0485	-49,78
300	-0,0018	0,9275	-31,52	-0,0174	2,3575	-57,28
350	-0,0017	0,8850	-30,09	-0,0166	2,2481	-54,63
400	-0,0024	1,2310	-41,79	-0,0233	3,1365	-76,18
450	-0,0024	1,2314	-41,81	-0,0234	3,1379	-76,21
500	-0,0023	1,1778	-40,00	-0,0223	2,9980	-72,82
600	-0,0029	1,4479	-49,12	-0,0277	3,7003	-89,84

Tabela PT1. Współczynniki do wyznaczania jednostkowych strat ciepła NOWYCH PODWÓJNYCH RUROCIĄGÓW PREIZOLOWANYCH.

DN	g	h	i
15	-0,0010	0,3385	-10,07
20	-0,0013	0,4261	-12,68
25	-0,0014	0,4668	-13,89
32	-0,0016	0,5006	-14,90
40	-0,0021	0,6810	-20,26
50	-0,0017	0,5580	-16,61
65	-0,0020	0,6553	-19,50
80	-0,0022	0,7162	-21,31
100	-0,0021	0,6726	-20,01
125	-0,0019	0,6091	-18,12
150	-0,0021	0,6831	-20,33
200	-0,0022	0,7180	-21,36
250	-0,0021	0,6765	-20,13

LITERATURA

- [1] Olgierd Niemyjski; Sieci i węzły ciepłownicze – Przyczyny powstawania strat ciepła i nośnika w systemie ciepłowniczym; Wydawnictwo Forum; Poznań 2012
- [2] PN-B-02421:1985 Ogrzewnictwo i ciepłownictwo – Izolacja cieplna rurociągów, armatury i urządzeń – Wymagania i badania
- [3] PN-M-34030:1977 Izolacja cieplna urządzeń energetycznych – Wymagania i badania
- [4] EN 13941+A1:2010 Projektowanie i budowa sieci ciepłowniczych z systemu preizolowanych rur z rur preizolowanych (Design and installation

of preinsulated bonded pipe systems for district heating)

- [5] Peter Randløv; Podręcznik ciepłownictwa system rur preizolowanych; European District Heating Pipe Manufacturers Association; Fredericia 1998
- [6] PN-EN 15698-1:2009 Sieci ciepłownicze – System preizolowanych zespolonych rur do wodnych sieci ciepłowniczych układanych bezpośrednio w gruncie – Część 1: zespół dwururowy ze stalowej rury przewodowej, izolacji cieplnej z poliuretanu i płaszcza osłonowego z polietylenu
- [7] Informator Techniczny Pionu Eksploatacji SPEC, Warszawa 1987 rok

- [8] PN-EN 253:2005 Sieci ciepłownicze – System preizolowanych zespolonych rur do wodnych sieci ciepłowniczych układanych bezpośrednio w gruncie – Zespół rurowy ze stalowej rury przewodowej, izolacji cieplnej z poliuretanu i płaszcza osłonowego z polietylenu
- [9] PN-EN 253:2009 Sieci ciepłownicze – System preizolowanych zespolonych rur do wodnych sieci ciepłowniczych układanych bezpośrednio w gruncie – Zespół rurowy ze stalowej rury przewodowej, izolacji cieplnej z poliuretanu i płaszcza osłonowego z polietylenu

Odnawiamy zasoby świata



Odkrywamy energię dla miasta

CIEPŁO
SYSTEMOWE

Ekologia

Bezpieczeństwo

Komfort



PGNiG TERMIKA kupiła Spółkę Energetyczną „Jastrzębie”

PGNiG TERMIKA zawarła umowę z Jastrzębską Spółką Węglową (JSW) na zakup 100 proc. akcji Spółki Energetycznej „Jastrzębie” (SEJ). Transakcja stanowi kolejne wzmocnienie segmentu ciepłowniczego w Grupie Kapitałowej PGNiG. SEJ będzie dla PGNiG TERMIKA jednym z filarów rozwoju w zakresie energetyki przemysłowej.

W ramach umowy, zawartej 11 sierpnia 2016 roku, PGNiG TERMIKA S.A. zakupiła 100 proc. akcji Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. za kwotę prawie 372 milionów złotych. Poprzez kolejną dużą akwizycję PGNiG umacnia ogólnopolski zasięg TERMIKI.

- Konsekwentnie realizujemy Strategię PGNiG S.A. i wzmacniamy segment ciepłowniczy. Dzisiaj zrobiliśmy kolejny krok do realizacji tego celu. Dzięki przejęciu

SEJ zyskujemy nowe moce w zakresie ciepłownictwa i energetyki przemysłowej. Budujemy wokół PGNiG TERMIKA grupę prężnie funkcjonujących spółek. Widzimy tu duży potencjał wzrostu, który pozytywnie przełoży się na wartość całej Grupy Kapitałowej PGNiG - powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG S.A.

SEJ zajmuje się wytwarzaniem ciepła, energii elektrycznej, chłodu i sprężonego powietrza. Rocznie sprzedaje 1500 TJ ciepła oraz 380 GWh energii elektrycznej. Głównymi odbiorcami spółki są kopalnie JSW oraz PEC Jastrzębie, którego PGNiG TERMIKA jest właścicielem od kwietnia br. W ramach transakcji uregulowana została przyszła współpraca między SEJ a JSW. Zawarte zostały **długoterminowe** kontrakty na dostawy od JSW do SEJ węgla oraz metanu, a także na sprzedaż z SEJ do JSW ciepła, energii elektrycznej, chłodu i sprężonego powietrza.

- SEJ wnosi do naszej Grupy nie tylko nowe rynki sprzedaży, ale także znaczące kompetencje. Dzięki rozszerzeniu Grupy o SEJ planujemy rozwinąć obszar działań

GK o energetykę przemysłową. Dostrzegamy tutaj duży potencjał wzrostu, również poza aktywami największego klienta SEJ, jakim jest Jastrzębska Spółka Węglowa - mówi Wojciech Dąbrowski, prezes PGNiG TERMIKA.

SEJ to także największy w Polsce producent energii elektrycznej pochodzącej z gazu z odmetanowania pokładów węgla - łączna moc zainstalowana w silnikach gazowych zasilanych tym paliwem wynosi 29 MWe.

Spółka jest właścicielem 5 elektrociepłowni zlokalizowanych w Jastrzębiu-Zdroju (EC Zofiówka, EC Moszczenica), Pniówku (EC Pniówek), Suszcu k/ Żor (EC Suszec) i Częstochowie.

Nowy podmiot należący do PGNiG TERMIKA prowadzi obecnie w EC Zofiówka inwestycję budowy bloku energetycznego CFB (z kotłem fluidalnym), który po planowanym, na koniec kwietnia 2017, oddaniu do eksploatacji osiągnie moc 75 MWe, zwiększając dwukrotnie potencjał wytwarzania energii elektrycznej SEJ.



Wydział Instalacji Budowlanych,
Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska
Politechnika Warszawska



Zakład Klimatyzacji
i Ogrzewnictwa

Studia podyplomowe:

Ciepłownictwo i Ogrzewnictwo, Auditing Energetyczny oraz Świadectwa Charakterystyki Energetycznej

Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska,
Zakład Klimatyzacji i Ogrzewnictwa Politechniki Warszawskiej

Adres:

Politechnika Warszawska, Wydział Instalacji Budowlanych, Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska
00-653 Warszawa, ul. Nowowiejska 20, tel.: 22 234-59-45, fax.: 22 621 33 70

www.is.pw.edu.pl



Zakład Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Koninie

Thermal recycling facility in Konin

ELŻBIETA STREKER-DEMBIŃSKA

ZTUOK jest częścią istniejącego MZGOK sp. z o.o., w ramach którego funkcjonuje również Zakład Mechanicznego Przetwarzania Odpadów (sortownia, kompostownia).

Decyzję o budowie zakładu podjęto w oparciu o szczegółowe analizy potrzeb lokalnych oraz możliwości zapewnienia strumienia odpadów i źródeł finansowania projektu. Poważnym argumentem była możliwość uzyskania dotacji ze środków Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. W tabeli 1 przedstawiono źródła finansowania.

Tabela 1

Dofinansowanie POIS	164 469 176,12
Pożyczka NFOŚiGW	145 115 159,00
Środki własne	5 653 848,88
Koszty kwalifikowane	193 493 150,00
Platność końcowa	8 223 458,81
Poziom dofinansowania	85 %
Efektywna stopa dofinansowania wydatków całkowitych	52,17 %

Zmieszane odpady komunalne, odpady zielone trafiają do MZGOK sp. z o.o. – Regionalnej Instalacji Przetwarzania Odpadów Komunalnych (RIPOK), wskazanej w Wojewódzkim Planie Gospodarki Odpadami. Przedsięwzięcie swoim zasięgiem obejmuje 36 gmin, leżących na terenie czterech powiatów województwa wielkopolskiego i miast subregionu konińskiego o łącznej populacji ponad 370 tysięcy ludności. Z 35 gminami, udziałowcami Spółki została podpisana Umowa Wykonawcza, w której gminy zobowiązały się m.in. dostarczać do RIPOK (MZGOK Sp. z o.o.) cały strumień odpadów komunalnych wytworzonych na terenie gminy. Umowa jest

podstawowym dokumentem wiążącym partnerów projektu.

Zakład umożliwia spalanie 94 000 Mg odpadów rocznie o wartości opałowej z przedziału od 6 GJ/Mg do 11 GJ/Mg, co przy założeniu średniej kaloryczności 8,5 GJ/Mg daje nominalną wydajność godzinową 12,05 GJ/Mg i jest zgodne z założeniami projektowymi i ofertą (tabela 2).

Tabela 2

Nominalna wydajność ZTUOK	Mg/rok	94 000
przy założeniu kaloryczności	GJ/Mg	8,5
Nominalna wydajność ZTUOK	Mg/h	12,05
Minimalna dyspozycyjność ZTUOK	h/rok	7800
Moc elektryczna max	MWe	6,75
Potrzeby własne		1,77
Moc cieplna max	MWc	15,4
Potrzeby własne		1,8

W pierwszym półroczu 2016 roku termicznemu przekształceniu poddano łącznie 46 259,64 Mg odpadów.

ZTUOK wyposażony jest w niezbędne urządzenia techniczne do prowadzenia tych procesów oraz zaplecze kontrolno-pomiarowe, administracyjno-socjalne i edukacyjne. Układ technologiczny i techniczny Zakładu zapewnia odzysk ciepła ze spalania odpadów oraz przetworzenie uzyskanej energii do postaci energii elektrycznej, z jednoczesnym przekazywaniem na zewnątrz, do sieci energetycznej i sieci ciepłowniczej (w kogeneracji). W pierwszym półroczu 2016 r. wyprodukowaliśmy pracując w kogeneracji 22 600 MWh energii elektrycznej i 60 485 GJ ciepła przekazanego w okresie grzewczym do sieci miejskiej.

ZTUOK obecnie ubiega się o koncesję OZE. Wszystkie dokumenty zostały złożone w Urzędzie Regulacji Energetyki. Badania morfologii odpadów prowadzone były na etapie przygotowania projektu.

Ponadto prowadzone były badania odpadów, które potwierdziły rzeczywisty udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii z termicznego przekształcania zmieszanych odpadów komunalnych:

w grudniu 2015 r. 44,5% przy średniej kaloryczności 7,9 MJ/kg,
w styczniu 2016 r. 46,6% przy średniej kaloryczności 8,2 MJ/kg.

Dla odpadów o kodzie 20 03 01 przyjmowana jest ryczałtowa wielkość 42% udziału energii pochodzącej z OZE w energii chemicznej pochodzącej z odpadów.

Elementy składowe ZTUOK

1. Turbina Simens TYP SST 300 – jednokadłubowa z osiowym przepływem pary z łopatkowaniem nadciśnieniowym, ma niskie zużycie pary i jej ruch jest dzięki temu oszczędny. Moc (na zaciskach generatora) nominalna/maks. 7,8 MW min. 0,4 MW. Urządzenie turbozespołu zostało dostarczone w dwu wstępnie zmontowanych zespołach. Główny zespół – turbina i przekładnia, umieszczone zostały na wspólnej ramie, zawierającej również kompletną gospodarkę olejową. Generator został dostarczony osobno i zamontowany do ramy fundamentowej na placu budowy.

W tabeli 3 podane zostały parametry techniczne turbiny i generatora.

2. Kocioł parowy firmy Martin z rusztem VARIO jest kotłem odzysknicowym o obiegu naturalnym opalanym odpadami komunalnymi, wyposażonym w położony poprzecznie górny walczek, trzy pionowe ciągi opromieniowane i jeden poziomy ciąg konwekcyjny z wiszącymi powierzchniami ogrzewalnymi połączonymi w pęčki (parownik, przegrzewacz i ekonomizer).

Elżbieta Streker-Dembińska – Dyrektor ZTUOK, MZGOK sp. z o.o. w Koninie

Tabela 3

Turbina	Wartość	Jednostka
Cisnienie nominalne na wejściu do turbiny	40,0	bar
Temperatura nominalna na wejściu do turbiny	397,0	°C
Maksymalny przepływ pary na wejściu (wraz z parą do uszczelnień turbiny i smoczka parowego)	35,780	t / h
Przepływ pary do uszczelnień turbiny	0,191	t / h
Cisnienie pary wyjściowej – nominalne	0,090	bar
Przepływ pary wyjściowej – maksimum	27,17	t / h
Przepływ pary wyjściowej – minimalny	3,840	t / h
Obroty robocze – turbina	6 800	1/min
Obroty wyłączenia turbiny	7 480	1/min
Maks. czas biegu jałowego	15	min
Generator	Wartość	Jednostka
Moc fikcyjna	9 125	kVA
Współczynnik mocy cos φ (indukcyjny / pojemnościowy)	0,80 / 1,0	—
Maksymalna dopuszczalna moc czynna (przy temp wody chłodzącej na wejściu 35 °C)	7 300	kW
Napięcie	6,3	kV
Tolerancja napięcia	+/- 5	%
Prąd	836	A
Częstotliwość	50	Hz
Tolerancja częstotliwość	+/- 3	%
Liczba biegunów	4	—
Obroty	1 500	1/min
Zakres temperatur środowiska	0 ÷ 50°C	°C
Moc na zaciskach generatora – maksymalna	7 275	kW
Napięcie	6,3	kV

Całkowita powierzchnia ogrzewalna 4905 m² z tego: komora paleniskowa i wszystkie powierzchnie ścienne ciągów pionowych 1087 m², powierzchnie ścienne ciągu poziomego 544 m², parownik 102m², trzy przegrzewacze o powierzchniach 436, 492, 584 m², ekonomizer 1660 m².

Ruszt spalania posadowiony jest na własnej konstrukcji wsporczej. Odpady spalane na ruszcie przesuwają się stopniowo w dół, obracając się. Ruszt jest pochylony na odcinku od układu doprowadzania odpadów do miejsca zrzutu żużli i jest chłodzony powietrzem. Palenisko kotła wyposażone jest w dwa napędy: główny i pomocniczy.

Tabela 4. Parametry kotła

Termiczna wydajność kotła (100% obciążenia znamionowego)	28,3	MW
Ilość pary świeżej (niezabrudzony kocioł)	32,43	t/h
Temperatura pary świeżej	400	°C
Cisnienie pary świeżej	40	bar
Dopuszczalne ciśnienie w kotle	60	bar
Cisnienie próbne	83	bar
Dopuszczalna zmiana ciśnienia	1	bar/min
Dopuszczalna zmiana wydajności pary	3	t/h/min
Maks. dopuszczalne nad- i podciśnienie po stronie gazowej	± 25	Mbar
Średnica walczaka	1,6	m
Długość walczaka	7,98	m
Pojemność walczaka (brutto)	12,9	m ³

System oczyszczania spalin

Zaprojektowany i wykonany przez specjalizującego się w tej dziedzinie lidera technologicznego – INTEGRAL Engineering und Umwelttechnik GmbH.

Instalacja oczyszczania spalin umożliwiająca spełnienie wymagań dotyczących emisji zanieczyszczeń do powietrza zapewnia: odpylanie spalin, redukcję emisji kwaśnych, nieorganicznych składników zanieczyszczeń spalin, redukcję emisji związków metali ciężkich w postaci gazowej i pyłów, redukcję emisji substancji

organicznych w postaci gazów i par, w przeliczeniu na całkowity węgiel organiczny (TOC), oraz dioksyn i furanów, redukcję emisji tlenków azotu

Redukcja emisji substancji osiągnąca jest metodami pierwotnymi, polegającymi na specjalnych rozwiązaniach konstrukcyjnych instalacji, oraz metodach wtórnych, polegających na chemicznej redukcji substancji.

Metody pierwotne redukcji emisji zanieczyszczeń uzyskuje się poprzez: zastosowanie strefowej regulacji powietrza podawanego na ruszt, podgrzewanie powietrza do spalania, podawanie powietrza wtórnego w odpowiednie strefy spalania, konstrukcję rusztu umożliwiającą mieszanie i przemieszczanie odpadów (spalanie całkowite), zastosowanie optymalnej konstrukcji komory paleniskowej, system blokad i zabezpieczeń, uniemożliwiających podawanie odpadów, gdy niedotrzymywane są właściwe parametry procesu, przy jednoczesnym utrzymywaniu właściwej temperatury, przy pomocy paliwa pomocniczego (olej opałowy), wykorzystanie palników pomocniczych do rozruchu i wygaszania instalacji paleniska oraz do podtrzymywania wymaganej temperatury spalania.

Metoda wtórna redukcji emisji tlenków azotu – chemicznej redukcji tlenków azotu w procesie selektywnej niekatalizacyjnej ich redukcji (metoda SNCR) polega na wprowadzaniu przy pomocy dysz zamontowanych w ścianach kotła odzysknicowego wody amoniakalnej do komory spalania w strefę, gdzie spaliny osiągają temperaturę od 850°C do 1050°C. Instalacja redukcji tlenków azotu składa się ze zbiornika magazynowego roztworu amoniaku z urządzeniem napełniającym, urządze-

Fot. 1.
Węzeł oczyszczania spalin



nia rozdzielającego i systemu wtryskowego (lanc).

Urządzeniami pomocniczymi procesu oczyszczania spalin są: instalacja przygotowania mleka wapiennego, silosy reagentów do procesu oczyszczania spalin – silos wapna palonego, gaszonego oraz silos węgla aktywnego.

Zespoły węzła oczyszczania spalin wykonano z zastosowaniem technologii półsuchej, połączonej z wykorzystaniem metody strumieniowo-pyłowej i użyciem jako adsorbentu węgla aktywnego. W metodzie półsuchej w komorze reakcyjnej spaliny wchodzi w kontakt z odczynnikiem redukującym kwaśne składniki spalin (HCl, HF, SO₂) oraz odczynnikiem redukującym metale ciężkie, dioksyny i furany.

Oczyszczanie spalin ze względu na drogę spalin zachodzi w następujących komponentach:

- wytrącanie wartości szczytowych zanieczyszczeń – rozpylenie suchego wapna gaszonego (Ca(OH)₂),
- absorber natryskowy do schładzania i kondycjonowania gazów odlotowych przy jednoczesnym wytrącaniu kwaśnych składników spalin (w szczególności HCl, HF i SO_x) poprzez wtryskiwanie mleka wapiennego,
- reaktor przepływowy z rozpyleniem sproszkowanego węgla aktywnego do efektywnego wytrącania lotnych metali ciężkich (w szczególności rtęci) oraz toksycznych składników organicznych (w szczególności PCDD/F),
- filtr tkaninowy do wytrącania zawartych w spalinach cząsteczek składających się w większości z pyłów lotnych, soli reakcyjnych oraz naładowanego węgla aktywnego.

Węzeł monitoringu i kontroli emisji stanowi aparaturę kontrolno-pomiarową do pomiaru stężeń dopuszczalnych składników zanieczyszczeń w spalinach oraz do pomiarów parametrów procesowych spalin, które są potrzebne do standaryzo-

wania wyników bieżących pomiarów i porównania z wartościami dopuszczalnymi – stężenia tlenu w spalinach, strumienia objętości spalin, ich temperatury, ciśnienia, wilgotności.

Zainstalowane w ZTUOK urządzenia są przystosowane do prowadzenia pomiaru ciągłego następujących substancji: pyłu ogółem, NO_x, w przeliczeniu na NO₂, CO, SO₂, HCl, HF, substancji organicznych w postaci gazów i par wyrażone jako całkowity węgiel organiczny. Na tablicy świetlnej przed zakładem na bieżąco wyświetlane są średnie 30-minutowe emisje (fot. 2).

Węzeł waloryzacji (odzysku) odpadów w postaci żużli i popiołów paleniskowych

Żużel powstający po spaleniu odpadów w palenisku kotła osadza się i jest zrzucany na końcu rusztu do odżuźlacza. Wraz z żużlem odtransportowywane są popioły paleniskowe (denne). Woda w odżuźlaczu jest uzupełniana i utrzymywana na stałym poziomie (nie jest odprowadzana) uniemożliwiającym przepływ powietrza do komory paleniskowej oraz uniemożliwiająca wypływ spalin i pyłów z komory paleniskowej na zewnątrz instalacji.

Waloryzacja odpadów w postaci żużli i popiołów paleniskowych – odpadów o kodzie 19 01 12 – Żużle i popioły paleniskowe inne niż wymienione w 19 01 11, stanowi proces odzysku odpadów R12 – Wymiana odpadów w celu poddania ich któremukolwiek z procesów wymienionych w pozycji R1-R11 załącznika nr 1 do ustawy o odpadach. W wyniku ww. procesu powstają odpady o kodach: ex 19 01 12 – Żużle paleniskowe inne niż wymienione w 19 01 11, tj. frakcje żużla pozbawione metali, 19 12 02 – Metale żelazne, tj. odseparowane ferromagnetyki oraz 19 12 03 – Metale nieżelazne, tj. odseparowane metale kolorowe. Odpady w postaci żużli

po przetworzeniu – w zależności od spełnienia wymogów przepisów szczegółowych w tym zakresie są przekazywane do dalszego wykorzystania m.in. na podbudowy dróg lub składowane na składowisku odpadów innych niż niebezpieczne.

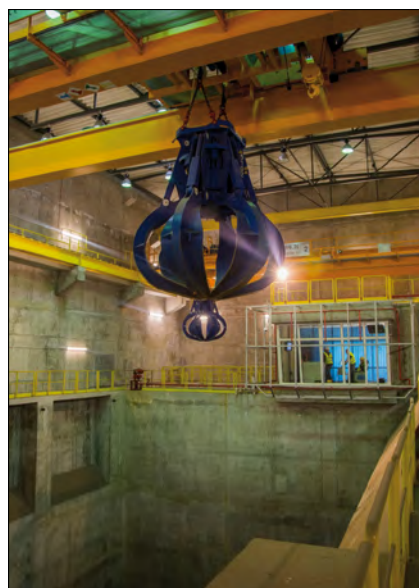
Węzeł stabilizacji i zestalania (unieszkodliwiania) odpadów w postaci popiołów lotnych i stałych produktów oczyszczania spalin

Procesowi poddawane są odpady w postaci popiołów lotnych pochodzących z lejów pod kotłem i ekonomizerm oraz pozostałości z oczyszczania spalin (kody: 19 01 07 – Odpady stałe z oczyszczania gazów odlotowych, 19 01 13 – Popioły lotne zawierające substancje niebezpieczne oraz 19 01 15 – Pyły z kotłów zawierające substancje niebezpieczne).

Stabilizacja i zestalanie stanowi proces unieszkodliwiania odpadów D9 – Obróbka fizyczno-chemiczna, w wyniku której powstają ostateczne związki lub mieszkanki, które są unieszkodliwiane za pomocą któregośkolwiek spośród procesów wymienionych w pozycjach D1-D12. Końcowym efektem procesu jest wytworzenie odpadów kodzie 19 03 06 – Odpady niebezpieczne zestalone, które są przekazywane do dalszego zagospodarowania uprawnionym odbiorcom, prowadzącym ich dalsze zagospodarowanie w procesach odzysku (tzw. podszadanie w kopalniach soli) lub unieszkodliwiania (składowanie na składowiskach odpadów niebezpiecznych lub trwałe składowanie, np. umieszczanie pojemników z odpadami w kopalniach) lub odpadów o kodzie



Fot. 2. Tablica emisji



Fot. 3. Bunkier odpadów



Heiztechnik[®] by **Ventil**



Ciepło wytwarzane z biomasy

- kotły retortowe dużej mocy



www.heiztechnik.pl



Heiztechnik[®]

kotły o mocy od 7 kW do 7000 kW z typoszeregiem 5 klasy

5klasa
PN-EN 303-5:2012

GreenLine
seria kotłów ekologicznych

PP Heiztechnik Sp. z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k., ul. Drogowców 7, 83-250 Skarszewy
Koordynator projektów inwestycyjnych - Łukasz Grzędowski, tel. + 48 571 338 726, e-mail: l.grzedowski@heiztechnik.pl

Rynek mocy Szansa czy zagrożenie dla kogeneracji?

Capacity Market
An opportunity or a threat for cogeneration?

WOJCIECH DĄBROWSKI

W lipcu br. Ministerstwo Energetyki (ME) przedstawiło do konsultacji społecznych projekt wprowadzenia rynku dwutowarowego energii elektrycznej w Polsce poprzez uruchomienie tzw. rynku mocy (RM). Oznacza to, że oprócz sprzedawania i kupowania energii elektrycznej, jak do tej pory, będą dokonywane także transakcje polegające na zakupie przez Operatora Sieci Przesyłowej (OSP) od producentów ich gotowości do dostarczenia określonej ilości mocy do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Słowa kluczowe: rynek mocy, energia elektryczna

Last July, the Ministry of Energy (ME) presented a proposal for the introduction of a dual-commodity market in Poland by launching the so-called capacity market (CM). This means that in addition to buying and selling of electricity, as has been the case so far, transactions will also be contracted involving the purchase by the Transmission Network Operator (TSO) of producer's readiness to supply a specific quantity of capacity to the Polish Power System (PPS).

Keywords: capacity market, electricity

Wprowadzenie

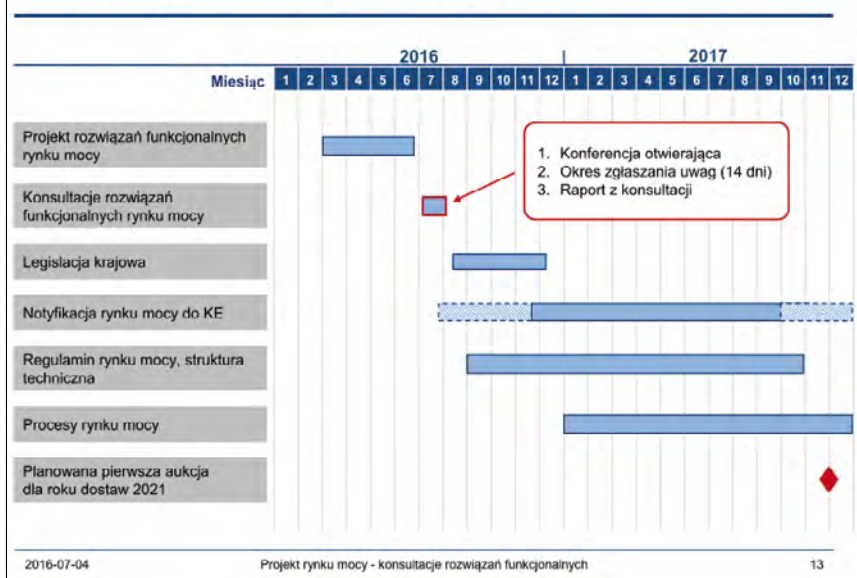
Dzięki wdrożeniu rynku mocy producent energii miałby gwarancję uzyskiwania stałych wpływów ze sprzedaży mocy dyspozycyjnej. Takie gwarantowane przychody i wynikająca z nich stabilność ekonomiczna mają zachęcać do podejmowania inwestycji: budowania nowych mocy produkcyjnych i modernizowania istniejących, a także do niewycofywania mocy istniejących.

Podstawową korzyścią z wprowadzenia rynku mocy będzie zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez zapewnienie odpowiedniego poziomu sterowalnych mocy wytwórczych w KSE. Ich rozwój jest obecnie zagrożony w wyniku obniżenia hurtowych cen energii, co jest skutkiem m.in. rozwoju niesterowalnych źródeł OZE, a zwłaszcza farm wiatrowych. Stworzenie zachęty do inwestowania w nowe moce skutkować będzie również pozytywnymi skutkami dla środowiska i ochrony klimatu.

Rynek mocy nie jest rozwiązaniem nowym. Od wielu lat funkcjonuje na części obszaru USA. Ostatnio rozwiązanie rynku mocy zostało wdrożone w Wielkiej Brytanii, gdzie po uzyskaniu aprobaty Komisji Europejskiej (KE) pierwsza aukcja z dostawą na rok 2018 została przeprowadzona w grudniu 2014 r.

Wojciech Dąbrowski – Prezes Zarządu
PGNiG TERMIKA

Harmonogram wdrożenia rynku mocy w Polsce



Rys. 1.

Harmonogram prac nad wprowadzeniem rynku mocy w Polsce

Fig. 1 Schedule of work on the implementation of the capacity market in Poland

Źródło: Ministerstwo Energii.

Propozycja Rynku Mocy dla Polski bazuje w znacznym stopniu na rozwiązaniach brytyjskich. Ma to tę zaletę, że zwiększa szanse na uzyskanie zgody na wdrożenie rozwiązania.

Przy przygotowaniu ostatecznej wersji rozwiązania rynku mocy należy jednak także uwzględnić pewne różnice jakie istnieją pomiędzy rynkami energii w Polsce i Wielkiej Brytanii.

Korzyści, jakie może przynieść rynek mocy nie są na ogół kwestionowane, brak jednak definitywnego rozstrzygnięcia o ostatecznym modelu funkcjonowania RM. Przedstawienie pierwszego szkicu koncepcji do konsultacji uznać należy w tej sytuacji za szczególną zaletę, jednak ostateczna ocena będzie możliwa dopiero po przedstawieniu szczegółów. Tym bardziej, że możliwych wariantów rozwiązań jest wiele.

Propozycja ME zakłada wprowadzenie tzw. „obowiązku mocowego”. określonego w MWe netto/rok, to jest wielkości mocy jaką dana jednostka wytwórcza będzie zobowiązana dostarczyć do KSE w tzw. „okresach zagrożenia”, po cenie wyznaczonej w wyniku aukcji (element modelu cenowego). Przewiduje się uruchomienie dwóch typów aukcji: aukcji głównej i aukcji dodatkowej.

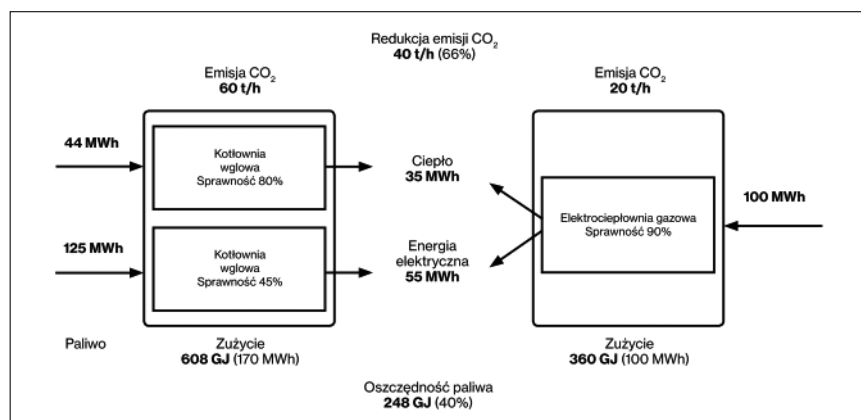
Kwestią nierozstrzygniętą jest wzajemna koegzystencja, systemu wsparcia dla kogeneracji z mechanizmami rynku mocy. Brak jasnej deklaracji, że wdrożenie rynku mocy zostanie wsparte przez nowy system wsparcia dla kogeneracji po roku 2018. Dla branży byłoby niekorzystne, gdyby nowy system wsparcia kogeneracji nie został wdrożony. Gdyby jednak tak się stało, konieczne byłoby zaprojektowanie rozwiązań rynku mocy, które pozwoliłyby na wykorzystanie jednego z bogactw polskiej energetyki – potencjału rozwoju wysokosprawnej kogeneracji.

Wszystkie kwestie i wątpliwości muszą zostać rozstrzygnięte podczas, przewidywanych na najbliższe miesiące konsultacji.

Specyfika kogeneracji

Kogeneracja to jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła z jednego strumienia wytworzonej pary wodnej. Taka technologia daje oczywiste korzyści,

gdyż paliwo użyte do wytworzenia energii elektrycznej jest wykorzystywane także do celów ciepłowniczych. Sprawność układów wysokosprawnej kogeneracji wynosi 80%, podczas gdy w nowoczesnych elektrowniach tylko połowę, a w starych dużo mniej.



Rys. 2

Oszczędność paliwa jednostki kogeneracyjnej w porównaniu z produkcją w układzie rozdzielonym

Fig. 2 Cogeneration unit fuel savings compared with separate generation

Źródło: Zeszyt Naukowo-Techniczny PGNiG TERMIKA nr 1/ 2014

Rys.3.

Mechanizmy wsparcia w wybranych krajach Europejskich

Fig. 3 Support mechanisms in selected European countries

Źródło: Zeszyt Naukowo-Techniczny PGNiG TERMIKA nr 1/ 2014

Kraj	Taryfy gwarantowane	System wsparcia bazujący na certyfikatach	Wsparcie inwestycyjne	Zwolnienia podatkowe	Wsparcie odbioru ciepła	Inny system wsparcia
Polska		Od 2013 r. brak systemu wsparcia		Warunkowy obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczych		
Dania	Wsparcie dla wykorzystania biopaliw i odpadów komunalnych. Wsparcie na 15–20 lat				Obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczych	
Finlandia	Wsparcie dla biopaliw		Wsparcie dla małych jednostek wytwórczych	Obniżenie podatku o 50%		
Holandia		Jako dodatkowy system wsparcia	Różne dedykowane programy inwestycyjne, 1,8 mld EUR na lata 2011–2026			Aukcje na zakup energii elektrycznej
Węgry		Wsparcie inwestycyjne dla nowych źródeł, ograniczone w okresie kryzysu gospodarczego				
Łotwa	System indywidualnych taryf gwarantowanych				System dopłat do mocy zainstalowanej	
Słowacja	System taryf gwarantowanych na okres 15 lat, uzgodnionych z Regulatorem		20 mln EUR na lata 2010–2015			
Belgia		Certyfikaty na okres 15 lat, cena minimalna 65 EUR/MWh, cena maksymalna 100 EUR/MWh	Wsparcie inwestycyjne w rejonie Brukseli	Zwolnienia podatkowe dla źródeł małej mocy		
Litwa	System taryf gwarantowanych, promujących dodatkowo biomasę		Wsparcie inwestycyjne na transformację sektora energetycznego i rozwój CHP. Planu nowych 350 MW CHP wykorzystujących biomasę			
Rep. Czeska				Warunkowy obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczych	System dopłat do rynkowej ceny energii elektrycznej	
Austria	Ceny gwarantowane dla źródeł wykorzystujących paliwa odnawialne		Na lata 2009–2018 przewidziano dopłaty inwestycyjne z celem budowy 1700 MW nowych mocy wysokosprawnej kogeneracji			
Niemcy				Dodatkowe wsparcie inwestycyjne na rozwój sieci ciepłowniczych	Obecnie system dopłat do rynkowej ceny energii elektrycznej od 21 do 54 EUR/MWh. Wsparcie udzielane na okres 10 lat lub 30 000 godzin pracy	
Szwecja		System zielonych certyfikatów dla jednostek wykorzystujących paliwa odnawialne	Realizowano kilka programów inwestycyjnych			
Włochy		Funkcjonalny system wsparcia inwestycyjnego			System białych certyfikatów, który wspiera także CHP w okresie 10 lat. Obecnie system aukcyjny	
Francja	System taryf gwarantowanych dla małych źródeł do 5 MW (w przedziale 40–160 EUR/MWh)		Przewiduje się objęcie pomocą inwestycyjną budowę 2300 MW źródeł wysokosprawnej kogeneracji do 2020 r.			System gwarantujący odbiór energii elektrycznej przez okres 20 lat

Niestety, wadą kogeneracji w naszym klimacie jest to, że zapotrzebowanie na ciepło nie jest równomierne przez cały rok. O ile zatem w tzw. sezonie grzewczym wykorzystuje się wszystkie zalety produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, o tyle w miesiącach letnich, przy spadku zapotrzebowania na ciepło, potencjał produkcyjny kogeneracji spada.

Mniejsza produkcja energii elektrycznej to mniejsze przychody z jej sprzedaży i gorsza sytuacja finansowa utrudniająca prowadzenie niezbędnych modernizacji i realizację nowych, niezbędnych, inwestycji. Ograniczone w ten sposób przychody ze sprzedaży energii elektrycznej nie są niestety wystarczająco rekompensowane przychodami z rynku ciepła. Jego cena nie wynika tylko z decyzji biznesowych producenta i konkurencji rynkowej, ale przeciwnie – w dużym stopniu kreowana jest przez decyzje administracyjne, które często ją zaniżają. W wielu przypadkach cena ciepła z kogeneracji jest niższa niż cena z odpowiednich ciepłowni co nie znajduje żadnego ekonomicznego uzasadnienia.

Rozwiązaniem, które ma rekompensować nieefektywności rynku jest system wsparcia. Jest on niezbędny zarówno dla utrzymania produkcji w jednostkach istniejących (kogeneracja gazowa) jak też w celu zapewnienia środków na modernizację i inwestycje. Różne metody wspierania kogeneracji funkcjonują w Polsce od wielu lat. Ostatnie rozwiązanie, oparte o system świadectwa pochodzenia zostało wdrożone w roku 2007. System wsparcia kogeneracji w Polsce nie jest rozwiązaniem wyjątkowym. Analogiczne rozwiązania funkcjonują w wielu państwach Unii Europejskiej.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej ujęte w swoich przepisach kwestie dotyczące rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Wskazuje m.in., że państwa członkowskie powinny oszacować możliwości rozwoju kogeneracji oraz stworzyć warunki do osiągania związanych z nią korzyści ekonomicznych. W państwach UE zasadniczo dominuje, podobnie jak w przypadku energetyki odnawialnej, system tzw. feed-in, oparty na gwarantowanych prawem taryfach dla energii, bądź system feed-in premium, gdzie dopłata uzupełnia wpływy ze sprzedaży po cenach rynkowych. Niektóre kraje wdrożyły także systemy oparte na formule sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia (tzw. certyfikatów), tak, jak to ma miejsce w Polsce, stosując także system kontraktów i dopłat do inwestycji.

W wielu krajach istnieją systemy mieszane. Wsparcie operacyjne często uzupełnione jest wsparciem inwestycyjnym w postaci kontraktów i dopłat do inwestycji

oraz ustalaniem stabilnych, niezmiennych przez 15-20 lat warunków inwestowania. Najlepszym przykładem efektywności takiego podejścia jest Dania, gdzie obecnie ok. 50% produkowanej energii elektrycznej pochodzi z kogeneracji.

W innych krajach korzysta się ze wsparcia pośredniego producentów, na przykład gwarantując przyłączenie do systemów dystrybucyjnych nowo oddawanych mocy wytwórczych, co również obniża ryzyko inwestycyjne.

System wsparcia dla kogeneracji w Polsce, w swojej obecnej formie, będzie funkcjonował do roku 2018. Nie prowadzi się w tej chwili prac nad modelem wsparcia dla kogeneracji, jaki miałby obowiązywać po tym czasie. Same rozwiązania rynku mocy mogą jednak nie zapewnić bodźców rozwojowych tej branży, której potencjał wedle założeń Polityki Energetycznej Polski, zarówno tej poprzedniej o horyzoncie czasowym do roku 2030, jak i opracowywanej obecnie, sięgającej roku 2050, powinien wzrosnąć dwa razy.

ME postuluje zakaz łączenia uczestnictwa w Rynku Mocy z innymi systemami wsparcia. Niektórzy eksperci uważają, że w Polsce nie powinno się prowadzić oddzielnie prac nad wdrożeniem rynku mocy oraz prac nad nowym systemem wsparcia kogeneracji, mającym obowiązywać po roku 2018. Występuje bowiem duża współzależność pomiędzy nimi. Producenci mogą jednak teoretycznie korzystać z każdego z tych mechanizmów oddzielnie, albo z obu naraz zależnie od opłacalności, ale wówczas należy zadbać, by nie wystąpiło zjawisko nadwsparcia, to znaczy przekazywania większej ilości środków finansowych, aniżeli jest to uzasadnione. Może też wystąpić sytuacja, że dla korzyści biznesowych wytwórca będzie ograniczał produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu i wytwarzał ją wyłącznie w kondensacji, jeśli mechanizmy rynku mocy będą korzystniejsze dla tego drugiego rodzaju produkcji.

Zarówno zasadność łączenia różnych systemów wsparcia, jak też inne szczegółowe rozwiązania rynku mocy podlegające obecnie konsultacji powinny być oceniane z punktu widzenia kosztów i korzyści społecznych. Taka ocena, wymaga przede wszystkim jak najszybszego podjęcia prac analitycznych zmierzających do wyliczenia skutków ekonomicznych poszczególnych wariantów rozwiązań rynku mocy oraz jego oddziaływania na poszczególne sektory dostaw „obowiązku mocowego” oraz odbiorców. Na razie takich wyliczeń brak. Kiedy odpowiednie symulacje powstaną, powinny być jak najszybciej udostępnione wszystkim uczestnikom prac nad rynkiem mocy. Będzie to sprzyjało obiektywizacji wyboru ostatecznego rozwiązania i ograniczy możliwość forsowania rozwiązań

korzystnych tylko dla niektórych, najsilniejszych graczy rynkowych.

Uruchomienie rynku mocy może być szansą dla kogeneracji, pod warunkiem uwzględnienia w mechanizmach alokacji środków dla producentów specyfiki branży produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła. Przy niewłaściwym ustawieniu konkretnych rozwiązań może wystąpić skutek wręcz odwrotny.

Wnioski

1. Rynek mocy jest elementem planowanego w Polsce dwutowarowego rynku energii elektrycznej, tzn. handlowania zarówno wytworzoną energią elektryczną, jak i gwarancjami jej wytworzenia i przekazania do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, mierzonymi w jednostkach mocy. Ministerstwo Energii opracowało i przedstawiło w lipcu do konsultacji koncepcję funkcjonowania tego rynku.
2. RM może stymulować rozwój i modernizację nowych mocy wytwórczych w Polsce, a przez to sprzyjać zwiększaniu bezpieczeństwa energetycznego oraz ochronie środowiska i klimatu.
3. Zapewniając wyższy poziom bezpieczeństwa rynek mocy musi w pewnym stopniu podnieść koszty dla odbiorców. Konieczne jest przedstawienie wariantowych rozwiązań uwzględniających odmienne propozycje i podjęcie decyzji o ostatecznym kształcie rynku dopiero po ocenie prognoz ekonomicznych dla każdego wariantu.
4. Kogeneracja w Polsce już dziś zapewnia znaczny poziom mocy wytwórczych niezbędnych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego. Analizy pokazują, że zgłaszany już wcześniej postulat podwojenia produkcji energii w kogeneracji jest zasadny i możliwy do efektywnej ekonomicznie realizacji. Biorąc pod uwagę niskie ceny ciepła z kogeneracji jej rozwój wymaga odpowiednich dodatkowych mechanizmów finansowania. Przedstawiony do konsultacji model rynku mocy będzie mógł być poddany ocenie w tym względzie dopiero po przedstawieniu szczegółowych analiz finansowych.
5. Warto się zastanowić czy razem z pracami nad rozwiązaniami rynku mocy nie uruchomić działań na rzecz spójnego z nim systemu wsparcia dla kogeneracji, której rozwój pozwoliłby na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego przy najniższych kosztach społecznych. Bazą dla odpowiednich rozwiązań mogą stać się propozycje rozwiązań przygotowane przez sektor kogeneracyjny, które były już prezentowane Ministerstwu Energetyki. ■



rok założenia: 1950

**Kompleksowe usługi pomiarowe, badawcze
oraz doradcze dla energetyki i ciepłownictwa**

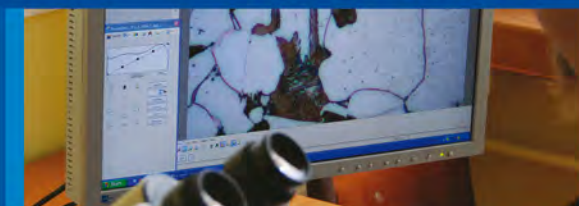
Obszary działalności



Ochrona środowiska



Procesy energetyczne



Chemia energetyczna i diagnostyka



Analizy chemiczne i fizykochemiczne



Nadzór i doradztwo inwestycyjne

www.energopomiar.com.pl

Wytwarzanie chłodu z ciepła sieciowego w Zielonej Górze

The chilled water production using a heat from district heating system in Zielona Góra

PIOTR ZIEMBICKI, JAN BERNASIŃSKI, RYSZARD FRANCUZ

Wprowadzenie

W publikacji przedstawiono możliwości zastosowania adsorpcyjnych agregatów chłodniczych do produkcji chłodu na potrzeby klimatyzacji budynków przy wykorzystaniu ciepła sieciowego, produkowanego i dystrybuowanego w miejskim, scentralizowanym systemie ciepłowniczym w Zielonej Górze. Omówiono sposób racjonalnego doboru mocy chłodniczej dla obiektu przy zastosowaniu symulacji komputerowej, opisano zrealizowany w ramach projektu badawczo-wdrożeniowego węzeł ciepło-chłodniczy z agregatem adsorpcyjnym oraz zaprezentowano wstępne wyniki jego pracy.

Słowa kluczowe: adsorpcyjne agregaty chłodnicze, system ciepłowniczy, chłodzenie budynków, symulacja komputerowa

The paper presents the possibility of using an adsorption chiller for chilled water production for air conditioning system in building, using heat produced and distributed in the district heating system in Zielona Góra. In the article authors discuss a method of rational determination of cooling power for the building, using of computer simulation, describes a heat and cooling substation which was realized during a research project in Zielona Góra. In the paper, authors also describes preliminary results of this substation exploitation.

Keywords: adsorption chillers, district heating system, buildings cooling, computer simulation

W Polsce w ostatnich latach zagadnienie efektywności energetycznej w budownictwie i systemach energetycznych jest traktowane priorytetowo. Wynika to z szeregu Dyrektyw UE i polskich przepisów prawnych, których celem jest zmniejszanie zużycia paliw pierwotnych i będące konsekwencją tego obniżanie emisji zanieczyszczeń, w tym głównie CO₂. Innym ważnym dla Polityki energetycznej państwa aspektem jest bezpieczeństwo energetyczne. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji jest technologią służącą efektywnemu wykorzystaniu paliw oraz korzystną dla bezpieczeństwa energetycznego. Wytwarzanie chłodu na potrzeby klimatyzacji z ciepła sieciowego daje możliwość zmniejszenia zużycia energii elektrycznej, szczególnie w okresach upalnych, a gdy ciepło wytwarzane jest w kogeneracji, zwiększa możliwość efektywnej produkcji energii elektrycznej. Takie wytwarzanie chłodu jest korzystne dla środowiska oraz dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.

Wsparcie dla inwestycji podnoszących efektywność energetyczną spowodowało, iż kształt polskiego budownictwa i energetyki uległ i nadal ulega poważnym zmianom. Jednym z efektów tych zmian jest sukcesywny spadek mocy zamówionej oraz ilości ciepła dostarczanego do odbiorców za pośrednictwem scentralizowanych systemów ciepłowniczych. Problem ten jest aktualny nie tylko w Polsce, ale we wszystkich krajach Unii Europejskiej. Świadczy o tym między innymi duża liczba publikowanych prac naukowych w tym zakresie, np. [1-3, 6-7, 9-13, 16-17, 19-21, 23-24, 25, 27-28, 32]. Niezwykle istotne jest zatem poszukiwanie nowych rozwiązań łagodzących wpływ tej tendencji na cenę ciepła sieciowego. Jednym z takich rozwiązań jest rozszerzenie działalności o produkcję i sprzedaż chłodu na potrzeby klimatyzacji budynków. W związku z tym niezwykle istotne jest prowadzenie badań naukowych w tym zakresie, powiązanych z fazą wdrożeniowo-eksperymentalną.

W tym kontekście Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A. i EDF Polska S.A., we współpracy z Instytutem Inżynierii Środowiska Uniwersytetu Zielonogórskiego podjęły się realizacji projektu badawczo-wdrożeniowego pt. „Wytwarzanie chłodu z ciepła sieciowego w Zielonej Górze”, którego celem było przeanalizowanie możliwości technicznych oraz zasadności wykorzystania ciepła sieciowego do wytwarzania chłodu, przy zastosowaniu chłodziarek sorpcyjnych oraz wybudowanie węzła ciepło-chłodniczego wraz ze stanowiskiem badawczym do przeprowadzenia wielokryterialnych badań eksperymentalnych. Nie jest przypadkiem, że projekty pilotażowe powstały w Zielonej Górze. Złożyły się na to dwa korzystne uwarunkowania:

- operatorem zarówno sieci ciepłowniczej jak i źródła kogeneracyjnego jest jeden podmiot, Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A.

dr inż. Piotr Ziembicki, dr inż. Jan Bernasiński – Uniwersytet Zielonogórski, Zielona Góra
mgr inż. Ryszard Francuz – Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A. (Grupa EDF), Zielona Góra

- wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla ciepła sieciowego w Zielonej Górze jest bardzo korzystny i wynosi dla poszczególnych lat od 0,3 do 0,5.

Tak więc uwarunkowania organizacyjne oraz technologiczne służą projektowi trigeneracyjnemu w tej lokalizacji.

Wyniki wstępnych analiz przeprowadzonych w początkowych etapach projektu badawczo-wdrożeniowego w Zielonej Górze zdecydowały o uruchomieniu drugiego (typowo komercyjnego) węzła ciepłno-chłodniczego z agregatem adsorpcyjnym zasilanym ciepłem sieciowym.

Podstawowe koncepcje układów ciepłno-chłodniczych

W scentralizowanych systemach ciepłowniczych wyzwaniem pozostaje efektywna produkcja ciepła oraz wzrost stabilności rozbioru ciepła w okresie letnim. Mogą to zapewnić obiekty użyteczności publicznej (banki, budynki biurowe, supermarkety i centra handlowe, szpitale itp.) wyposażone w technologiczne urządzenia chłodnicze przygotowujące wodę lodową na potrzeby klimatyzacji. Dociążenie systemów ciepłowniczych w okresie letnim odbiorami ciepła dla klimatyzacji zapewni zwiększenie ich efektywności energetycznej i ekonomicznej, przy czym dotyczy to przede wszystkim kogeneracyjnych źródeł energii [30, 31].

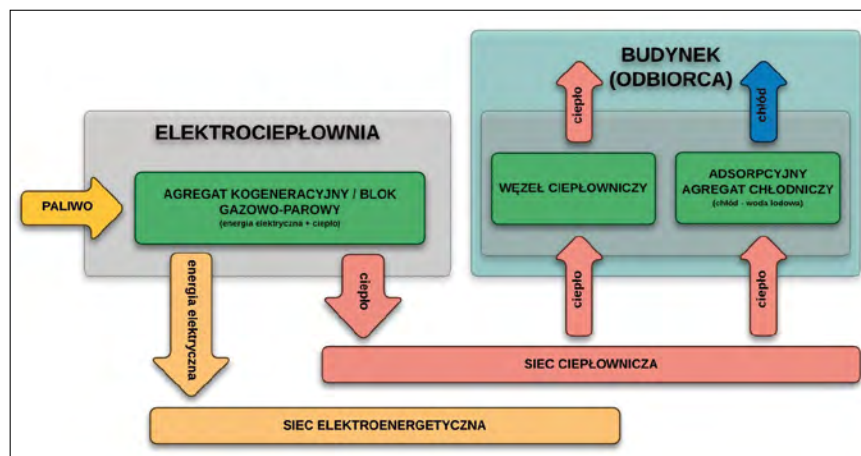
W miejskich systemach ciepłowniczych najczęściej spotykanym rozwiązaniem jest wytwarzanie skojarzone dwóch rodzajów energii – ciepła i energii elektrycznej (kogeneracja). W układach takich systemy wytwarzania chłodu są dokładane jako uzupełnienie stanu istniejącego. Tak rozbudowane systemy nazywane są trigeneracyjnymi.

Trigeneracja jest najpopularniejszą formą poligeneracji. Może działać w wielu różnych konfiguracjach. Jednym z rozwiązań, charakteryzujących się największą

elastycznością produkcji, jest system zdecentralizowany (rys. 1). W tym przypadku ciepło i chłód są produkowane i zużywane lokalnie (w budynku), natomiast energia elektryczna jest przesyłana do sieci elektroenergetycznej. Innym rozwiązaniem jest produkcja ciepła i energii elektrycznej w centralnym kogeneracyjnym źródle i zdecentralizowane wytwarzanie chłodu w miejscach jego odbioru (rys. 2). Podsta-

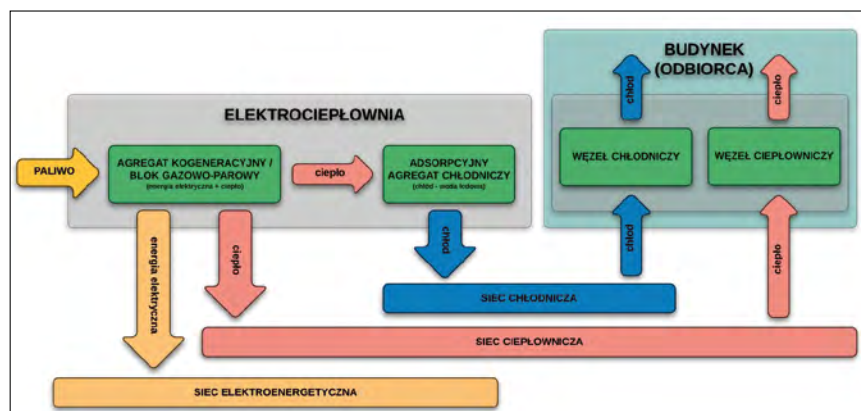
wową zaletą tego rozwiązania jest wykorzystanie istniejącej infrastruktury ciepłowniczej (źródła, sieci itd.) oraz zwiększanie zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim oraz okresach przejściowych.

Możliwym, choć rzadziej spotykanym rozwiązaniem (ze względu na koszty inwestycyjne) są scentralizowane systemy ciepłno-chłodnicze z wydzieloną siecią chłodniczą (rys. 3). W takich układach



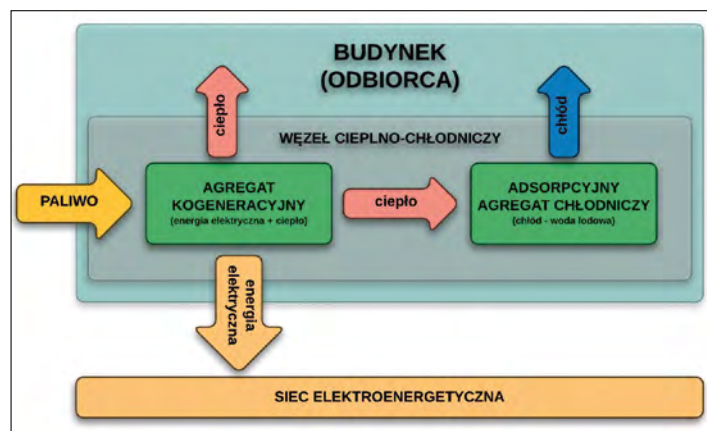
Rys. 2. Przykładowe rozwiązanie układu z centralnym źródłem ciepła i zdecentralizowanym wytwarzaniem chłodu

Fig. 2. An example of system with central heat source and decentralized of chilled water production



Rys. 3. Przykładowe rozwiązanie układu z centralnym źródłem ciepła i chłodu oraz sieciami dystrybucyjnymi ciepłowniczą i chłodniczą

Fig. 3. An example of system with central heat and chilled water source and heat and cooling distribution systems



Rys. 1. Przykładowe rozwiązanie układu trigeneracyjnego

Fig. 1. An example of trigeneration system

ciepło, chłód i energia elektryczna produkowane są centralnie i następnie dystrybuowane przy wykorzystaniu oddzielnych sieci – ciepłowniczej, chłodniczej i elektroenergetycznej. Taka konfiguracja zwiększa sprawność wytwarzania w źródle centralnym natomiast wymaga bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych, związanych głównie z realizacją podziemnych sieci dystrybucyjnych.

W literaturze polskiej i zagranicznej przedstawiono wiele ciekawych rozwiązań, które koncentrują się na rozwijaniu nowych konstrukcji agregatów sorpcyj-

nych np. [3, 15], czy ich implementacji w systemach ciepłowniczych, np. [5, 8, 14, 17-18, 22, 26, 29, 33].

Produkcja chłodu z ciepła sieciowego w Zielonej Górze

Analizowany budynek badawczy

Bardzo istotnym etapem realizacji projektu badawczo-wdrożeniowego było wytypowanie budynku o odpowiednich cechach konstrukcyjnych, eksploatacyjnych i energetycznych, w którym przeprowadzenie docelowej inwestycji polegającej na wybudowaniu badawczego węzła ciepłochłodniczego byłoby możliwe i racjonalne. Cechy te zdefiniowano następująco:

- budynek powinien funkcjonować cały rok i charakteryzować się stosunkowo dużym udziałem wewnętrznych zysków ciepła,
- w budynku powinna działać instalacja klimatyzacji lub wentylacji mechanicznej nawiewno-wywiewnej z możliwością rozbudowy o układ chłodzenia, wykorzystująca czynnik chłodniczy pośredni – wodę lodową,
- w budynku powinna być możliwość zlokalizowania węzła ciepłochłodniczego z agregatem adsorpcyjnym (duże wymiary) oraz zainstalowania na zewnątrz budynku chłodni wentylatorowej.

Procedura wyboru budynku była trudna, głównie ze względu na to, iż niezbędnym elementem, który musiał być brany pod uwagę w pierwszej kolejności była kwestia własności obiektu i uwarunkowań formalno-prawnych związanych z możliwością ewentualnego doposażenia budynku w wymagane instalacje, a także wolnym dostępem do obiektu w celu prowadzenia pomiarów, analiz itd. Wymóg związany z możliwością realizacji inwestycji w budynku ograniczył listę obiektów jedynie do tych, które są przewidziane do remontu bądź przebudowy oraz, które mają jasny stan prawny i właścicielski.

W oparciu o zdefiniowane wymagania przeprowadzono przegląd obiektów w mieście Zielona Góra, w efekcie czego, jako obiekt badawczy wybrano budynek użyteczności publicznej zlokalizowany przy ul. Dąbrowskiego, adoptowany na Centrum Przyrodnicze z uwzględnieniem zmian dotyczących instalacji wyspecyfikowanych na etapie wstępnym analiz.

Model symulacyjny budynku badawczego

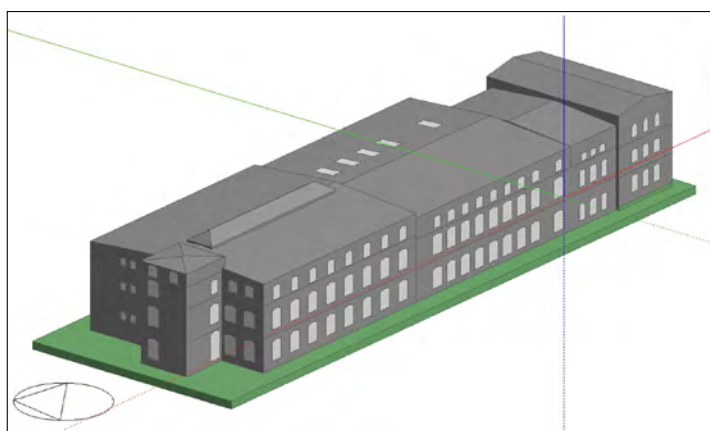
Prawidłowe zaprojektowanie węzła ciepłochłodniczego dla budynku Centrum Przyrodniczego wymagało wykona-

nia bilansu ciepła i chłodu dla tego obiektu. Ze względu na przeznaczenie budynku oraz planowane prace badawcze wykonanie obliczeń przy wykorzystaniu tradycyjnych metod obliczeniowych i metod opisanych w obowiązujących przepisach i Polskich Normach było niewystarczające. W celu przeprowadzenia dogłębnej analizy obiektu trzeba znać charakterystykę energetyczną budynku wynikającą z jego cech konstrukcyjnych, profilu jego wykorzystania oraz sposób pracy źródła ciepła i chłodu, a także instalacji grzewczej i chłodniczej. Rozwiązaniem tego problemu było przeprowadzenie identyfikacji systemu, jakim jest budynek, poprzez zbudowanie komputerowego modelu symulacyjnego.

Model budynku Centrum Przyrodniczego wykonano na podstawie udostępnionej dokumentacji budowlanej (w wersji nieostatecznej), wizji lokalnej oraz przeprowadzonych konsultacji z osobami odpowiedzialnymi za część Przyrodniczą i Fizyczną.

Model symulacyjny budynku Centrum Przyrodniczego wykonano w programie Design Builder. Konstrukcję i wymiary budynku odwzorowano przy wykorzystaniu mechanizmów oprogramowania, pozwalających na tworzenie trójwymiarowego modelu obiektu. Model stanowił dokładne odwzorowanie rzeczywistego budynku Centrum Przyrodniczego, przy czym jego wyposażenie w instalacje oraz charakterystyka funkcjonowania były sparаметryzowane, co oznaczało możliwość szerokiego wariantowania obliczeń symulacyjnych. Wizualizację zbudowanego modelu symulacyjnego przedstawiono na rys. 4.

Rys. 4. Wizualizacja zbudowanego modelu symulacyjnego budynku Centrum Przyrodniczego
Fig. 4. The visualization of simulation model of Centrum Przyrodnicze building



Obliczenia symulacyjne obiektu w programie Design Builder wymagały podzielenia budynku na strefy stanowiące wydzielone obszary, dla których zdefiniowano odrębne parametry powietrza wewnętrznego oraz wyposażenie w instalację oraz urządzenia grzewcze i chłodnicze.

Niezależnie od podziału budynku na strefy obliczeniowe przyjęto również ogólne założenia dotyczące całego budynku, związane z wyposażeniem w instalacje oraz sposobem funkcjonowania obiektu:

- budynek jest szczelny – brak powietrza infiltrującego do wnętrza obiektu,
- w pomieszczeniach, w których latem nie jest stabilizowana temperatura powietrza funkcjonuje wentylacja grawitacyjna (krotności wymian zgodnie z przeznaczeniem pomieszczenia),
- w pomieszczeniach klimatyzowanych z klimakonwektorami wentylatorowymi wymiana powietrza realizowana jest przez instalację wentylacji mechanicznej nawiewno-wywiewnej z odzyskiem ciepła ze sprawnością 0,75 (krotności wymian zgodnie z przeznaczeniem pomieszczenia).

Wyniki symulacji i dobór agregatu chłodniczego

Wyniki przeprowadzonych obliczeń zestawiono m.in. w postaci wykresów przebiegów rocznych zapotrzebowania na energię na potrzeby ogrzewania i chłodzenia. Na rys. 5 przedstawiono wykresy sumaryczne dla całego budynku Centrum Przyrodniczego. Przeprowadzone obliczenia symulacyjne wykazały bardzo dużą akumulacyjność ciepłą budynku i wiążące się z tym stosunkowo niskie zapotrzebowanie chłodu. W modelowanym przypadku, w którym w całym budynku klimatyzowane są tylko sale wystawowe, maksymalne obciążenie chłodnicze wyniosło 79,5 kW.

Z przedstawionego na rys. 5 wykresu rocznego obciążenia chłodniczego wynika, że przez ponad 80% trwania okresu letnie-

go zapotrzebowanie chłodu nie przekraczało 30 kW, co stanowi ponad 35% obliczeniowej mocy maksymalnej (79,5 kW). Jednym z rozwiązań układu technologicznego produkcji chłodu z ciepła sieciowego w takiej sytuacji mogłoby być zastosowanie układu kaskadowego, np. z dwoma chł-

rzystania chłodziarki adsorpcyjnej do produkcji chłodu w warunkach dynamicznych zmian obciążenia chłodniczego, natomiast zakres planowanych badań eksploatacyjnych obejmuje:

- wyznaczenie charakterystyk pracy agregatu chłodniczego w funkcji zmiennych parametrów górnego i dolnego źródła ciepła oraz parametrów wody lodowej,

16.07.2016 r.) maksymalna moc chłodnicza wynosiła 47 kW. Cały układ wymaga pewnych prac związanych z synchronizacją załączania instalacji klimatyzacji i agregatu adsorpcyjnego, regulacji instalacji i optymalizacji pracy układu. Zakończenie tych prac pozwoli na przeprowadzenie pełnych planowanych badań eksploatacyjnych oraz analizy energetyczno-ekonomicznej węzła.

nie metod komputerowych pozwala na dobór agregatu adsorpcyjnego o optymalnej mocy chłodniczej oraz ewentualne zaproponowanie rozwiązań pozwalających na pokrycie szczytów zapotrzebowania (np. układy sprężarkowe czy bufor chłodu). Takie rozwiązania pozwalają na znaczne zmniejszenie kosztów inwestycyjnych (agregaty adsorpcyjne są urządzeniami bardzo drogimi w zakupie).

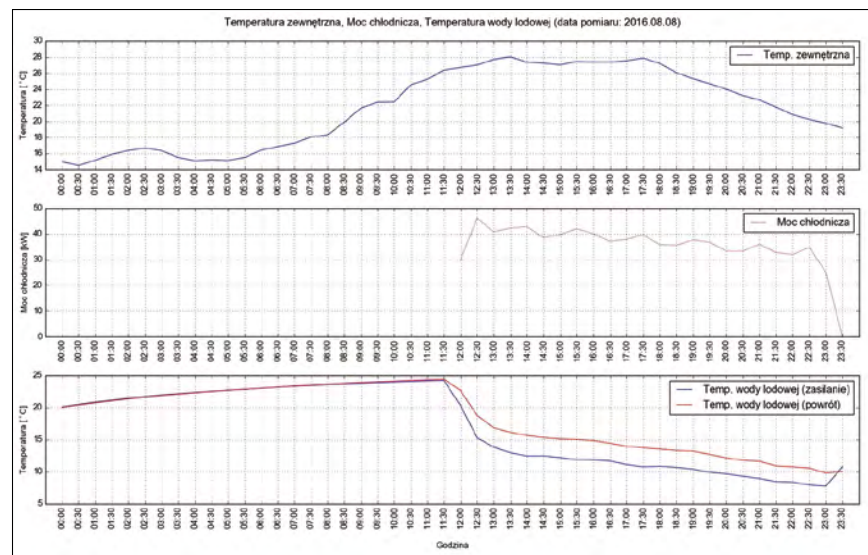
Zaangażowanie firm, takich jak EDF i inne działające w Polsce koncerny energetyczne, w badania wykorzystania ciepła sieciowego do produkcji chłodu potwierdzają celowość poszukiwania optymalnych rozwiązań, które umożliwiłyby zwiększenie sprzedaży ciepła w okresie letnim oraz zmniejszenie zużycia energii elektrycznej przez instalacje klimatyzacyjne.

Znaczący i szybki rozwój produkcji chłodu z ciepła sieciowego byłby korzystny z punktu widzenia polityki energetycznej Polski, gdyż jest metodą efektywnego i przyjaznego dla środowiska wykorzystania energii pierwotnej do zaspokojenia potrzeb konsumentów, tak by dla tych ostatnich także było to ekonomicznie dobrym wyborem.

Prace badawcze dotyczące optymalizacji procesu wytwarzania i wykorzystania chłodu z ciepła sieciowego służą zmniejszeniu kosztów tej technologii.

LITERATURA

- [1] Aberg M., Widen J., Henning D. *Sensitivity of district heating system operation to heat demand reductions and electricity price variations: A Swedish example*, Energy (41), 2012, pp. 525-540
- [2] Alanne K., Saari A. *Distributed energy generation and sustainable development*, Renewable and Sustainable Energy Reviews (10), 2006, pp. 539-558
- [3] Bakker E., de Boer R., *Developing a silicagel-water adsorption chiller for microtrigeneration*, 9th International IEA Heat Pump Conference, 9, 2008, pp. 1-7
- [4] Bojic M., Despotovic M. *Influence of duration of thermal comfort provision on heating behavior of buildings*, Energy Conversion and Management (48), 2007, pp. 2416-2423
- [5] Carles B. J., Ortega-Lopez V., Coronas A., *Integration of absorption cooling systems into micro gas turbine trigeneration systems using biogas: Case study of a sewage treatment plant*, Applied Energy (86), 2009, pp. 837-847
- [6] Chen S., Yoshino H., Levine M. D., Li Z. *Contrastive analyses on annual energy consumption characteristics and the influence mechanism between new and old residential buildings in Shanghai, China, by the statistical methods*, Energy and Buildings (41), 2009, pp. 1347-1359
- [7] Ericsson K. *Introduction and development of the Swedish district heating systems*, Lund University, Sweden, 2009
- [8] Fahlen E., Trygg L., Ahlgren E. O., *Assessment of absorption cooling as a district heating system strategy – a case study*, Energy Conversion and Management (60), 2012, pp. 115-124
- [9] Gadd H. and Werner S. *Daily heat load variations in Swedish district heating systems*, Applied Energy (106), 2013, pp. 47-55
- [10] Genon G., Torchio M. F., Poggio A., Poggio M. *Energy and environmental assessment of small district heating systems: Global and local effects in two case-studies*, Energy Conversion and Management (50), 2009, pp. 522-529



Rys. 8. Przykładowy rozkład temperatury wody lodowej na zasilaniu i powrocie oraz mocy chłodniczej zarejestrowany przez układ pomiarowy Fig. 8.

- wyznaczenie sprawności układu w warunkach eksploatacyjnych w zależności od parametrów górnego i dolnego źródła ciepła oraz parametrów wody lodowej,
- analizę dynamiki zmian obciążenia chłodniczego na pracę układu chłodziarki adsorpcyjnej z punktu widzenia doboru zasobnika chłodu,
- określenie optymalnych warunków pracy układu chłodniczego z punktu widzenia efektywności energetycznej,
- analizę energetyczną i ekonomiczną węzła ciepłno-chłodniczego.

Wstępne wyniki analizy pracy węzła ciepłno-chłodniczego

Pod koniec czerwca 2016 r. zostało uruchomione stanowisko badawcze. Zebrane dotychczas dane pomiarowe wskazują, że instalacja wody lodowej osiąga projektowane parametry. Przykładowy rozkład temperatury wody lodowej na zasilaniu i powrocie oraz mocy chłodniczej zarejestrowany przez układ pomiarowy przedstawiono na rys. 8. W analizowanym okresie pracy układu (do 07.08.2016 r. z przerwą pracy Centrum Przyrodniczego od 04.07 do

Podsumowanie

Praca węzłów ciepłno-chłodniczych z agregatem adsorpcyjnym zasilanych wodą sieciową o temperaturze ok. 65°C pozwala z technicznego punktu widzenia na wykorzystanie tego układu do zasilania instalacji klimatyzacyjnych w rzeczywistych obiektach. Przeprowadzenie analizy i oceny energetyczno-ekonomicznej rozwiązania umożliwi zaistalowane stanowisko badawcze w komercyjnym węźle ciepłno-chłodniczym w Centrum Przyrodniczym w Zielonej Górze. Analiza eksploatacyjna układu pozwoli również na przygotowanie rekomendacji dla optymalnych parametrów pracy układu chłodniczego, tzn. źródła chłodu i instalacji odbiorczej.

Prawidłowy dobór adsorpcyjnego agregatu chłodniczego dla budynku wymaga bardzo szczegółowej analizy zapotrzebowania na chłód dla tego obiektu. Konieczna jest znajomość nie tylko szczytowego zapotrzebowania na moc chłodniczą, ale również przebiegów jej zmienności w okresie letnim oraz okresach przejściowych. Uzyskanie takich danych jest możliwe jedynie poprzez zastosowanie precyzyjnej symulacji komputerowej. Wykorzysta-

- [11] Gustafsson S.-I., Ronnqvist M. *Optimal heating of large block of flats*, Energy and Buildings (40), 2008, pp. 1699-1708
- [12] Gustavsson L., Dodoo A., Truong N. L., Danielski I. *Primary energy implications of end-use energy efficiency measures in district heated buildings*, Energy and Buildings (Energy and Buildings), 2011, pp. 38-48
- [13] Keil C., Plura S., Radspieler M., Schweigler, C. *Application of customized absorption heat pumps for utilization of low-grade heat sources*, Applied Thermal Engineering (28), 2008, pp. 2070-2076
- [14] Krauchi P., Dorer V., *Energetic and environmental performance evaluation of micropolygeneration systems for small office buildings*, Micro-Cogen, 2008
- [15] Lamp P., Schweigler C., Ziegler F., *Opportunities for sorption cooling using low grade heat*, Applied Thermal Engineering (18), 1998, 755-764
- [16] Li Y., Fu L., Zhang S., Jiang Y., Xiling Z. *A new type of district heating method with co-generation based on absorption heat exchange (co-ah cycle)*, Energy Conversion and Management (52), 2011, pp. 1200-1207
- [17] Li Y., Fu L., Zhang S., Zhao, X. *A new type of district heating system based on distributed absorption heat pumps*, Energy (36), 2011, pp. 4570-4576
- [18] Liu M., Shi Y., Fang F., *A new operation strategy for CCHP systems with hybrid chillers*, Applied Energy (95), 2012, pp. 164-173
- [19] Lund H., Mathiesen B. V. *Energy system analysis of 100% renewable energy system – The case of Denmark in years 2030 and 2050*, Energy (34), 2009, pp. 524-531
- [20] Lund H., Moller B., Mathiesen B., Dyrelund A. *The role of district heating in future renewable energy systems*, Energy (35), 2010, pp. 1381-1390
- [21] Lygnerud K., Peltola-Ojala P. *Factors impacting district heating companies' decision to provide small house customers with heat*, Applied Energy (87), 2010, pp. 185-190
- [22] Mostofizadeh C., Bohne D., Mergardt C., *Use of district heating in summer for cold production with the aid of an absorption process*, Applied Thermal Engineering (22), 2002, pp. 577-589
- [23] Munster M., Morthorst P. E., Larsen H. V., Bregnbæk L., Werling J., Lindboe H. H., Ravn, H. *The role of district heating in the future Danish energy system*, Energy (48), 2012, pp. 47-55
- [24] Nassen J., Holmberg J. *On the potential trade-offs between energy supply and end-use technologies for residential heating*, Energy Policy (59), 2013, pp. 470-480
- [25] Nilsson S. F., Reidhav C., Lygnerud K., Werner, S. *Sparse district-heating in Sweden*, Applied Energy (85), 2008, pp. 555-564
- [26] Ortega J., Bruno J. C., Coronas A., *Operational optimisation of a complex trigeneration system connected to a district heating and cooling network*, Applied Thermal Engineering (50), 2013, pp. 1536-1542
- [27] Persson U., Werner S., *District heating in sequential energy supply*, Applied Energy (95), 2012, pp. 123-131
- [28] Persson U., Werner S., *Heat distribution and the future competitiveness of district heating*, Applied Energy (88), 2011, pp. 568-576
- [29] Rezaie B., Rosen M. A., *District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements*, Applied Energy (93), 2012, pp. 2-10
- [30] Rubik M., *Produkcja chłodu w systemach ciepłowniczych – konieczność czy potrzeba biznesowa? Część I*, Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja (43), 2012, pp. 474-479
- [31] Rubik M., *Produkcja chłodu w systemach ciepłowniczych – konieczność czy potrzeba biznesowa? Część II*, Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja (43), 2012, 519-525
- [32] Stevanovic V. D., Zivkovic B., Prica S., Maslovac B., Karamarkovic V., Trkulja V., *Prediction of thermal transients in district heating systems*, Energy Conversion and Management (50), 2009, pp. 2167-2173
- [33] Trygg L., Amiri S., *European perspective on absorption cooling in a combined heat and power system – a case study of energy utility and industries in Sweden*, Applied Energy (84), 2007, pp. 1319-1337

Nowe książki



Recenzowana książka pt. „Węzły ciepłownicze w miejskich systemach ciepłowniczych” stanowi kompendium nowoczesnej wiedzy z zakresu rozwiązań doprowadzenia ciepła z sieci ciepłych do budynków. Prezentowane rozwiązania uwzględniają wymagania racjonalnego gospodarowania energią, efektywności ekonomicznej i właściwej współpracy z systemem ciepłowniczym.

W książce przedstawiono w sposób logiczny, uporządkowany i przejrzysty całość zagadnień związanych z projektowaniem i eksploatacją współczesnych indywidualnych węzłów ciepłych, które poprzedzono przypomnieniem niezbęd-

nych podstaw teoretycznych. Zawarto w niej kolejno:

- podstawy teoretyczne z zakresu wymiany ciepła i masy w otwartych układach termodynamicznych,
- podstawy doboru i symulacji działania wymiennika ciepła,
- rodzaje i podstawowe schematy węzłów ciepłych,
- procedury projektowania węzłów ciepłych z podziałem na elementy wspólne i z uwzględnieniem specyfiki projektowania wielofunkcyjnych wymiennikowych węzłów ciepłych oraz węzłów zmieszania pompowego na cele ogrzewania,
- podstawowe rodzaje urządzeń pomiarowych, charakterystyki statyczne i dynamiczne urządzeń węzła ciepłego, stosowane w węzłach układy automatycznej regulacji oraz zasady doboru ich podstawowych elementów,

- najważniejsze zagadnienia współpracy węzła ciepłego z siecią ciepłowniczą, rzutujące na wzajemne racjonalne współdziałanie,
- wymagania dotyczące pomieszczeń węzłów ciepłych.

Utylitarnym podsumowaniem książki są przykłady obliczeń węzłów ciepłych wraz z przykładami obliczeń przy pomocy programu komputerowego WEZEL X.

W zakresie procedur projektowania i zagadnień współpracy węzła ciepłego z siecią ciepłowniczą Autor prezentuje wyniki własnych badań i przemyśleń. Książka stanowi, zgodnie z zapowiedzią, uwieńczenie i podsumowanie Jego dorobku z tego zakresu, choć, moim zdaniem, nie powinna jeszcze oznaczać zakończenia kariery naukowej i zawodowej.

Fragment recenzji
prof.dr hab.inż. Haliny Koczyk
Politechnika Poznańska

Książka została wydana w twardej oprawie w formacie B-5. Cena książki 68 zł + 5% VAT
Zamówienia przyjmuje Ośrodek Informacji „Technika instalacyjna w budownictwie”
02-674 Warszawa, ul. Marynarska 14, tel. (22) 843-77-71, email: redakcja@informacjainstal.com.pl

Analiza kosztów procesu zgazowania biomasy zanieczyszczonej metalami ciężkimi na przykładzie wybranych krajów Europy Środkowej i Wschodniej

Cost benefits analysis of the heavy metal contaminated biomass gasification process - case study for the selected Central and Eastern European countries

SEBASTIAN WERLE, DANIEL BISORCA, MARTA POGRZEBA,
JACEK KRZYŻAK, IZABELA RATMAN-KŁOSIŃSKA, DANIELA BURNETE

Opłacalność procesu wytwarzania gazu w oparciu o lokalnie dostępne surowce w celu produkcji energii elektrycznej i ciepła na drodze zgazowania zależy od wielu czynników. Modelowe ujęcie większości z nich jest dużym wyzwaniem. W pracy przedstawiono model szacowania kosztów i określania opłacalności procesu zgazowania biomasy dla wybranych krajów Europy Środkowej i Wschodniej: Polski, Niemiec i Rumunii. Założono, że zgazowaniu poddawany jest zanieczyszczony metalami ciężkimi *Miscanthus x giganteus* (miskant olbrzymi), należący do grupy roślin energetycznych, uprawiany na terenach zdegradowanych ekologicznie. Rozważono trzy przypadki: (1) zgazowanie biomasy zanieczyszczonej metalami ciężkimi jako element procesu produkcji ciepła, (2) zgazowanie biomasy zanieczyszczonej metalami ciężkimi jako element procesu produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie CHP w oparciu o silnik z zapłonem iskrowym (ZI) oraz (3) zgazowanie biomasy zanieczyszczonej metalami ciężkimi jako element procesu produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie CHP w oparciu o silnik z zapłonem samoczynnym (ZS). Każdy z przypadków odzwierciedlał realia cenowo - kosztowe poszczególnych krajów poddanych analizie. Uwzględniono między innymi koszt obsługi, cenę energii elektrycznej, wysokość podatków, cenę biomasy i inne. Otrzymane wyniki pokazują, który czynnik zasadniczo wpływa na decyzje inwestycyjne w poszczególnych krajach i pozwalają minimalizować czynniki ryzyka związane z produkcją ciepła (i energii elektrycznej) w oparciu o lokalnie dostępne surowce.

Słowa kluczowe: zgazowanie, rośliny energetyczne, metale ciężkie, analiza kosztów

Profits of the process of the gasification gas generation based on the locally available materials, for the production of electricity and heat, depends on many factors. Model approach of the most of them is a big challenge. The paper presents a model for estimating and determining the cost-effectiveness of the process of biomass gasification for selected countries in Central and Eastern Europe: Poland, Germany and Romania. It was assumed that heavy metal contaminated energy crop *Miscanthus x giganteus* is gasified. In the paper three cases are analysed: (1) The gasification of heavy metal contaminated biomass for heat production, (2) gasification of heavy metal contaminated biomass for heat and electricity production in CHP unit based on Otto engine, and (3) a gasification of heavy metal contaminated biomass for heat and electricity production in CHP unit based on Diesel engine. Each case reflects the real cost and price situation of individual countries. In the analysis, the service cost, the price of electricity, the amount of taxes, the price of biomass and others elements were included. The results obtained show that factor essentially influences the investment decisions of individual countries and help minimize the risk factors associated with the production of heat (and electricity) based on locally available raw materials.

Keywords: gasification, energy crops, heavy metals, cost analysis

Wprowadzenie

Łatwa odnawialność biomasy roślin energetycznych powoduje, że zainteresowanie tym źródłem energii stale wzrasta, a ich uprawy zajmują coraz większą powierzchnię. Szacuje się, że w Europie

jest prawie 800 tys. km² terenów zanieczyszczonych lub potencjalnie zanieczyszczonych. Jedną trzecią z nich stanowią tereny zanieczyszczone metalami ciężkimi. Problem ten w dużej mierze dotyczy krajów Europy Środkowej i Wschodniej, które w ostatnich dwóch dekadach miniego stulecia przeszły transformację gospodarczą. Niechlubnym skutkiem tych przemian są nieużytki poprzemysłowe, a także znaczny areal użytków rolnych nienadających się do uprawy żywności z powodu zanieczyszczenia gleb. Sposobem na ich odnowę ekologiczną i gospodarczą może być oczyszczenie gleb przy pomocy roślin energetycznych.

Oczyszczanie gleb za pomocą roślin (tzw. fitoremediacja), skojarzone z produkcją biomasy na cele energetyczne, niesie za sobą szereg problemów istotnych z praktycznego i technicznego punktu widzenia. Dotyczą one przede wszystkim sposobu konwersji termicznej wyprodukowanej biomasy na energię w sposób efektywny i bezpieczny dla środowiska. Jednym ze sposobów może być zgazowanie.

Zgazowanie

Zgazowanie jest to termiczno-chemiczny proces, podczas którego biomasa jest przekształcana w palną mieszaninę

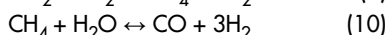
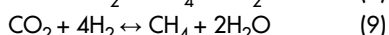
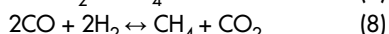
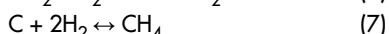
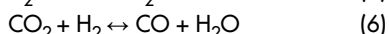
Sebastian Werle - Politechnika Śląska, Instytut Techniki Ciepłej,
Daniel Bisorca, Daniela Burnete - Instytut Badań Energetyki w Bukareszcie, Marta Pogrzeba, Jacek Krzyżak, Izabela Ratman-Kłosińska - Instytut Ekologii Terenów Uprzemysłowionych w Katowicach

gazów przez częściowe utlenienie w wysokiej temperaturze pod wpływem czynnika zgazowującego (powietrza, tlenu, pary wodnej lub mieszanin tych składników). Proces ten ma na celu uzyskanie palnego gazu i zminimalizowanie wytwarzania pyłu i substancji smolistych [1]. Uzyskany gaz składa się głównie z tlenku węgla, wodoru, metanu, dwutlenku węgla i azotu. Zgazowaniu można poddawać biomase klasyczną (np. drewno, odpady produkcji rolnej), a także biomase odpadową i niekonwencjonalną (np. osady ściekowe, algi). Istota tego procesu sprawia, że można go wykorzystywać, gdy paliwo sprawia pewne trudności w trakcie spalania, związane z niejednorodnym składem i budową [2]. Reakcje występujące podczas zgazowania można podzielić na: reakcje pierwotne (fazy stałej z gazową), reakcje wtórne (pomiędzy fazą gazową) oraz reakcje spalania [3].

Główne reakcje zachodzą w strefie reakcji, którą można podzielić na strefę spalania i redukcji [4]. Podstawowe reakcje utleniania to:



Powstały gaz niezawierający tlenu przepływa dalej do strefy redukcji, gdzie zachodzi cały szereg endotermicznych, a także egzotermicznych reakcji. Podstawowe reakcje zgazowania to:



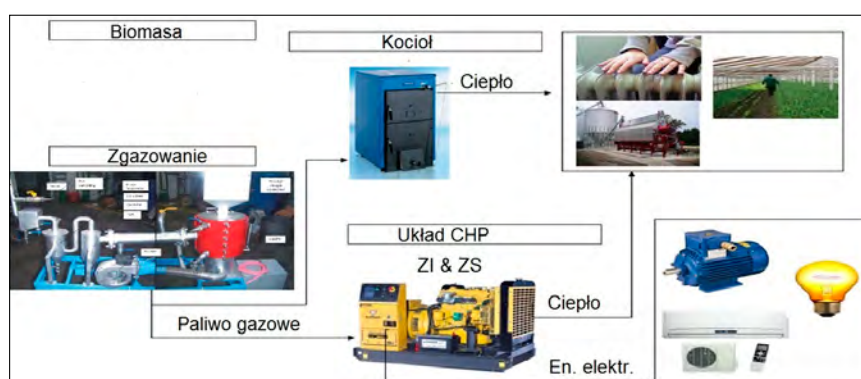
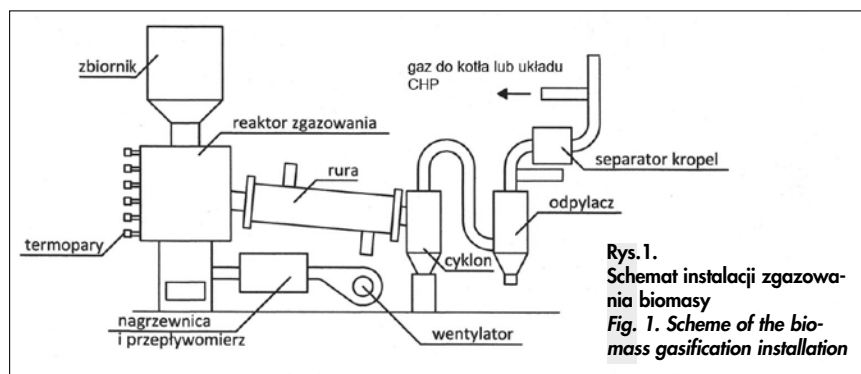
Rozwój technologii zgazowania związany jest z rozwojem reaktorów zgazowania. W nielicznych dotąd próbach zgazowania biomasy stosuje się głównie reaktory ze złożem stałym i fluidalnym. Fluidalne reaktory zgazowania nadają się zwłaszcza do zgazowania wsadu o znacznej części składników mineralnych. Powszechnie uznaje się, iż technologie fluidalne przeznaczone są dla układów o stosunkowo dużych mocach (>10MW) [5]. Z kolei wyniki badań pokazują [6, 7] że zgazowanie materii organicznej w reaktorach ze złożem stałym dolnociągowym (współprądowym) charakteryzuje się stosunkowo niewielką zawartością smoły w wytwarzanym gazie. Istotną cechą procesu zgazowania jest wielokierunkowość zastosowania wytworzonego gazu. Może być on

spalany w kotłach energetycznych, piecach przemysłowych, turbinach gazowych [8] i silnikach spalinowych. Może być także surowcem do procesów chemicznych, jak na przykład synteza: amoniaku, metanolu [9] i wodoru [10-13].

W pracy przedstawiono analizę kosztów wykorzystania procesu zgazowania biomasy zanieczyszczonej metalami ciężkimi i wykorzystania powstałego gazu do produkcji ciepła i energii elektrycznej w trzech wybranych krajach Europy Środkowej i Wschodniej. Otrzymane wyniki pokazują jakie czynniki zasadniczo wpływają na decyzje inwestycyjne w poszczególnych krajach i pozwalają minimalizować czynniki ryzyka związane z produkcją ciepła (i energii elektrycznej) w oparciu o lokalnie dostępne surowce.

Charakterystyka analizowanych instalacji

Na rys. 1 przedstawiono schemat instalacji zgazowania biomasy [14], która stanowi element ciągu technologicznego w rozważanych przypadkach.



Rys. 2. Schemat proponowanego układu
Fig. 2. Scheme of the proposed installation

Rdzeniem instalacji jest reaktor przeciwnieprądowy ze złożem stałym, który w warunkach eksploatacji, pracuje przy niewielkim nadciśnieniu wytworzonym przez wentylator doprowadzający powietrze. Biomasa dostarczana jest do reaktora od góry, poprzez zasobnik paliwa, pod-

czas gdy czynnik zgazowujący (powietrze atmosferyczne) od dołu. Paliwo przechodzi przez strefę suszenia, pirolizy, redukcji oraz spalania. W strefie suszenia odparowywana jest wilgoć, w strefie pirolizy biomasa przekształcana jest, pod wpływem temperatury, do części lotnych oraz postaci stałej. Kolejne strefy – redukcji i spalania – to odpowiednio: produkcja głównych składników palnych (tlenku węgla i wodoru) oraz spalanie części biomasy w celu dostarczenia ciepła do reakcji endotermicznych zachodzących w pozostałych strefach.

Założono, że powstający w układzie gaz ze zgazowania jest kierowany do:

1. Przypadek A: kotła gazowego o mocy cieplnej 87,1 kW (produkcja ciepła).
2. Przypadek B: układu CHP w oparciu o silnik ZI o mocy cieplnej 87,1 i elektrycznej 50,0 kW (produkcja ciepła i energii elektrycznej).
3. Przypadek C: układu CHP w oparciu o silnik ZS o mocy cieplnej 87,1 i elektrycznej 50,0 kW (produkcja ciepła i energii elektrycznej) – tzw. układ dwupaliwowy z niewielką dawką paliwa ciekłego w celu inicjowania zapłonu.

Schemat ideowy proponowanego rozwiązania przedstawiono na rys. 2.

Charakterystyka badanej biomasy

Założono, że procesowi zgazowania poddawany jest mискant olbrzymi (łac.

Miscanthus x giganteus). We wcześniejszych pracach z tego zakresu wykazano, że roślina ta charakteryzuje się dużą zdolnością do akumulacji metali ciężkich [15]. Miskant olbrzymi pozyskano z gruntów ornych zanieczyszczonych metalami ciężkimi zlokalizowanych w okolicach Bytomia na Górnym Śląsku. Aglomeracja śląska to skupisko miast, na obszarze których zlokalizowane są liczne zakłady przemysłowe emitujące szkodliwe związki chemiczne, w tym metale ciężkie. Powodem znacznego obciążenia aglomeracji zanieczyszczeniami są również takie czynniki, jak: silnie rozwinięta sieć komunikacyjna oraz problem niskiej emisji. Na występujące w tym obszarze zanieczyszczenia (m.in. kadm, ołów i cynk) narażona jest liczna grupa mieszkańców, szacowana na ponad 2 mln osób [16]. W pracy [17] stwierdzono, iż w rejonie Bytomia zanieczyszczenie gleb ołowiem osiąga wartość 2290 mg/kg, kadmem - 85 mg/kg, a cynkiem nawet do 12592 mg/kg. Podstawowe właściwości miskanta olbrzymiego przedstawiono w tabeli 1 [15]. Analizując przedstawione dane należy zwrócić uwagę na wysoką zawartość części lotnych oraz wartość opałową, która decyduje o przydatności miskanta jako paliwa.

Założono, że otrzymany gaz charakteryzuje się wartością opałową wynoszącą 4 MJ/m³_n. Jest to wartość wyznaczona eksperymentalnie przez autora w ramach badań przeprowadzonych i publikowanych wcześniej [18].

Tabela 1. Charakterystyka wykorzystywanej biomasy [15]

miskant olbrzymi	
Analiza elementarna, % (stan suchy)	
C	46,60
H	7,16
N	0,16
S	1,35
O	44,73
Analiza techniczna, % (stan roboczy)	
popiół	1,36
części lotne	75,40
wilgoć	7,60
Kaloryczność	
wartość opałowa (LHV), MJ/kg	19,45

Założenia przyjęte do obliczeń

W pracy przyjęto, że instalacje do produkcji ciepła oraz ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zgazowanie biomasy zanieczyszczonej metalami ciężkimi zlokalizowane zostaną w trzech krajach Europy Środkowej i Wschodniej: Niemczech, Polsce i Rumunii. Kraje te charakteryzują się zróżnicowanym poziomem rozwoju spo-

łeczno gospodarczego. Według [19] Niemcy zajmują 17 miejsce na świecie jeśli chodzi o wskaźnik PKB wyrażony w dolarach amerykańskich na osobę, Polska – miejsce 51, a Rumunia - 69. Dodatkowo, analizowane kraje, posiadają w ramach swego terytorium, obszary o wysokim stopniu zanieczyszczenia gleby metalami ciężkimi (min. Zagłębie Ruhry w Niemczech, Górny Śląsk w Polsce, okręg Gałac w Rumunii) [20]. Przedstawione informa-

cje, w powiązaniu z długą tradycją rolniczą w tych krajach, świadczą o dużym potencjale możliwości wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek tych krajów. W tabeli 2 przedstawiono zestaw danych charakterystycznych dla poszczególnych krajów przyjętych w analizie [18].

Analizując przedstawione wartości, zwrócić należy uwagę na zasadnicze różnice występujące pomiędzy krajami, szczególnie w zakresie kosztów pracy per-

Tabela 2. Zestaw założeń zmiennych dla poszczególnych krajów przyjętych w analizie (stan na 31.12.2015 r.) [18]

Table 2. The set of the various assumptions for analysed countries (as of 31.12.2015) [18]

Kraj	Średni koszt roboczogodziny, €/h	Cena energii elektrycznej, €/kWh	Cena ciepła, €/kWh
Niemcy	8,51	0,27	0,0730
Polska	2,40	0,15	0,0386
Rumunia	1,43	0,12	0,0523
Kraj	Kwota dofinansowania do energii zielonej, €/kWh	Cena biomasy, €/Mg	Cena ON, €/dm ³
Niemcy	0,185	60,0	1,129
Polska	0,153		0,956
Rumunia	0,167		1,140

Tabela 3. Zestawienie uzyskanych wyników – Niemcy

Table 3. Summary of the results – Germany

	Kocioł	CHP z silnikiem ZI	CHP z silnikiem ZS
Moc cieplna (elektryczna), kW	87,1 (0,00)	87,1 (50,0)	87,1 (50,0)
Zużycie biomasy w celu produkcji ciepła, kg/h	104,5	205,0	174,2
Zużycie biomasy w celu produkcji energii elektrycznej, kg/h	0,0		
Czas pracy instalacji, h/rok	7680,0		
Całkowite zużycie biomasy, t/rok	802,7	1574,3	1338,1
Całkowite zużycie paliwa dodatkowego, dm ³ /rok	0,0	0,0	9949,8
Wymagany obszar uprawy biomasy, ha	32,1	63,0	53,5
Całkowite koszty inwestycyjne w pierwszym roku, €	353626,0	355217,0	355217,0
Czas trwania inwestycji, rok	15,0		
Całkowite koszty (w tym obsługi, paliwa), €/rok	144167,2	190597,6	187662,7
Produkcja ciepła, kWh/rok	668928,0		
Produkcja energii elektrycznej, kWh/rok	0,00	383964,7	
Uniknięte koszty zakupu ciepła, €	48831,7		
Zyski ze sprzedaży energii elektrycznej, €	0,00	103670,5	
Zyski z subwencji do OZE, €	0,00	71033,5	60378,4
Całkowity zysk, €	48831,7	223535,7	212880,7
NPV, €/rok	-95335,5	22727,3	17400,4

Tabela 4. Zestawienie uzyskanych wyników – Polska

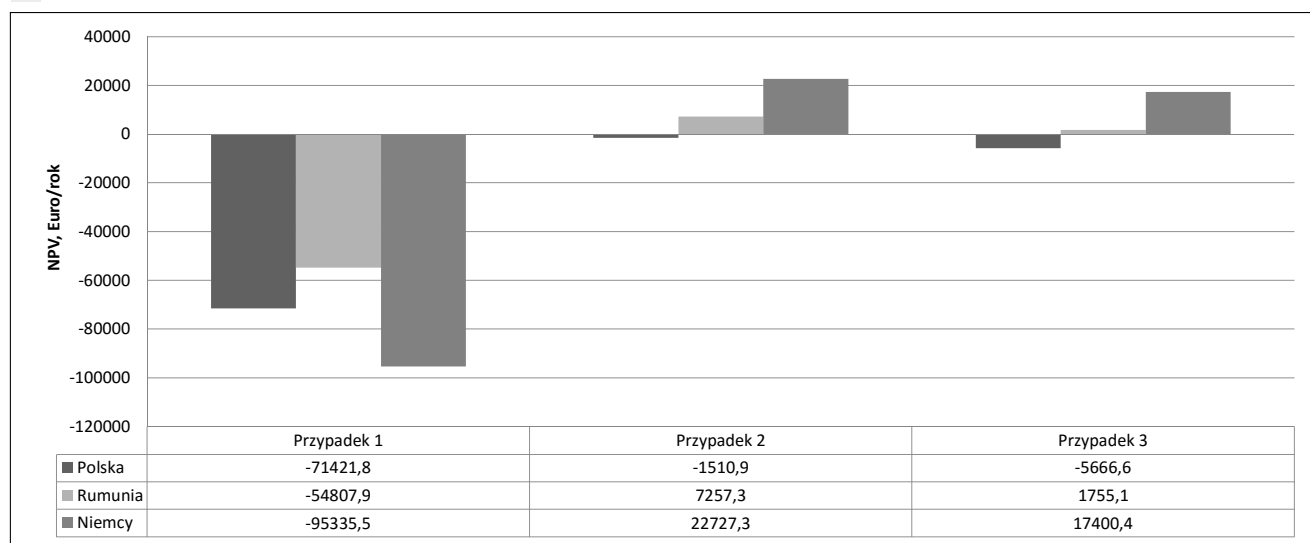
Table 4. Summary of the results - Poland

	Kocioł	CHP z silnikiem ZI	CHP z silnikiem ZS
Moc cieplna (elektryczna), kW	87,1 (0,00)	87,1 (50,0)	87,1 (50,0)
Zużycie biomasy w celu produkcji ciepła, kg/h	104,5	205,0	174,2
Zużycie biomasy w celu produkcji energii elektrycznej, kg/h	0,0		
Czas pracy instalacji, h/rok	7680,0		
Całkowite zużycie biomasy, t/rok	802,7	1574,3	1338,1
Całkowite zużycie paliwa dodatkowego, dm ³ /rok	0,0	0,0	9949,8
Wymagany obszar uprawy biomasy, ha	32,1	63,0	53,5
Całkowite koszty inwestycyjne w pierwszym roku, €	353626,0	355217,0	355217,0
Czas trwania inwestycji, rok	15,0		
Całkowite koszty (w tym obsługi, paliwa), €/rok	97242,4	143672,8	139016,6
Produkcja ciepła, kWh/rok	668928,0		
Produkcja energii elektrycznej, kWh/rok	0,00	383964,7	
Uniknięte koszty zakupu ciepła, €	25820,6		
Zyski ze sprzedaży energii elektrycznej, €	0,00	57594,7	
Zyski z subwencji do OZE, €	0,00	58746,6	49934,6
Całkowity zysk, €	25820,6	142161,9	133349,9
NPV, €/rok	-71421,8	-1510,9	-5666,6

Tabela 5. Zestawienie uzyskanych wyników – Rumunia
Table 5. Summary of the results – Romania

	Kocioł	CHP z silnikiem ZI	CHP z silnikiem ZS
Moc cieplna (elektryczna), kW	87,1 (0,00)	87,1 (50,0)	87,1 (50,0)
Zużycie biomasy w celu produkcji ciepła, kg/h	104,5	205,0	174,2
Zużycie biomasy w celu produkcji energii elektrycznej, kg/h	0,0		
Czas pracy instalacji, h/rok	7680,0		
Całkowite zużycie biomasy, t/rok	802,7	1574,3	1338,1
Całkowite zużycie paliwa dodatkowego, dm³/rok	0,0	0,0	9949,8
Wymagany obszar uprawy biomasy, ha	32,1	63,0	53,5
Całkowite koszty inwestycyjne w pierwszym roku, €	353626,0	355217,0	355217,0
Czas trwania inwestycji, rok	15,0		
Całkowite koszty (w tym obsługi, paliwa), €/rok	89792,8	143672,8	133397,7
Produkcja ciepła, kWh/rok	668928,0		
Produkcja energii elektrycznej, kWh/rok	0,00	383964,7	
Uniknięte koszty zakupu ciepła, €	34984,9		
Zyski ze sprzedaży energii elektrycznej, €	0,00	46075,8	
Zyski z subwencji do OZE, €	0,00	64122,1	54503,8
Całkowity zysk, €	34984,9	145182,8	135564,5
NPV, €/rok	-54807,9	7257,3	1755,1

Rys. 3. Podsumowanie uzyskanych wyników
Fig. 3. Summary of the results



sonelu obsługującego instalację, kosztów energii, a także kosztów paliwa. Różnice te będą miały zasadniczy wpływ na uzyskane wyniki analiz.

Wyniki

Przeprowadzono analizę ekonomiczną funkcjonowania instalacji zgazowania biomasy zanieczyszczonych metalami ciężkimi w połączeniu z kotłem gazowym w celu produkcji ciepła oraz z układem CHP w oparciu o silnik ZI bądź ZS w celu produkcji ciepła i energii elektrycznej na rynku energetycznym Niemiec, Polski i Rumunii. Do obliczeń wykorzystano arkusz kalkulacyjny Excel. Zestaw zależności termodynamicznych i ekonomicznych wykorzystanych do obliczeń przedstawiono we wcześniejszych pracach z tego zakresu [21]. W tabelach 3-5 zestawiono uzyskane wyniki dla poszczególnych przy-

padków. W każdym z przypadków założono, że instalacja pracuje 7680 godzin w ciągu roku. Na podstawie danych na temat plonowości upraw [22] ustalono wielkość terenu potrzebnego do obsiewu, by zapewnić zakładaną moc cieplną (i elektryczną). Całkowite koszty inwestycyjne oszacowano na podstawie rozeznania rynkowego. Pozostałe wartości wynikają pośrednio z właściwości biomasy przedstawionych wcześniej w tabeli 1, a także uwarunkowań formalno-prawnych w poszczególnych krajach. Analizując uzyskane wyniki można stwierdzić, że praca układu tylko w celu produkcji ciepła nie jest opłacalna. Produkcja energii elektrycznej w oparciu o układ CHP z silnikiem ZS lub ZI powoduje, że inwestycja staje się opłacalna. Szczególnie dobry wynik osiąga się w Niemczech, gdzie cena energii elektrycznej jest największa. Inwestycja w układ CHP przynosi również zysk

w Rumunii. W tym przypadku jednak, dominujące znaczenie mają niskie koszty obsługi. Rozważane przypadki nie są opłacalne w Polsce. W tym przypadku należałoby rozważyć możliwość zwiększenia mocy elektrycznej produkowanej w układzie. Aspekt ten nie jest przedmiotem analiz w niniejszej pracy.

Analizując wyniki zamieszczone w poniższych tabelach zwrócić należy także uwagę na fakt, że na opłacalność inwestycji wpływ ma wysokość zysków pochodzących z subwencji do produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE). Ich wartość jest różna w poszczególnych krajach. Wpływ na nią ma także rozpatrywana konfiguracja. W przypadku produkcji energii elektrycznej w układzie w oparciu o silnik ZS zysk jest niższy w porównaniu z układem z silnikiem ZI [23] z powodu uwzględnienia

części produkcji energii ze spalania paliwa dodatkowego (ON).

Na rys. 3 przedstawiono podsumowanie graficzne uzyskanych wyników.

Wnioski

Z przeprowadzonej analizy wyciągnąć można następujące wnioski:

- Zgazowanie roślin energetycznych pozyskanych z terenów zdegradowanych ekologicznie stanowi atrakcyjną metodę pozyskiwania paliwa gazowego przy jednoczesnym zaspokajaniu potrzeb ekologicznych społeczeństwa.
- Lokalna instalacja oparta na zgazowaniu biomasy upraw energetycznych powinna być projektowana do celów produkcji ciepła i energii elektrycznej. Uwarunkowania formalno-prawne w analizowanych krajach powodują, że sama produkcja ciepła przy koniecz-

nich nakładach inwestycyjnych, nie zapewnia rentowności instalacji.

- Inwestycja przynosi największy zysk przy najwyższych cenach energii elektrycznej gwarantujących największy przychód z jej sprzedaży.
- Wyniki pokazują, że w pewnych warunkach (Polska) lokalna instalacja produkcji energii elektrycznej i ciepła powinna charakteryzować się wyższą mocą niż założono. Pozwoli to wygenerować nadwyżki energii elektrycznej możliwej do sprzedaży, a tym samym spowodować opłacalność inwestycji.
- Lokalna specyfika rynku może przynieść korzyści i powodować, że instalacja będzie opłacalna (np. niskie koszty zatrudnienia w Rumunii).

Podziękowania

Praca została sfinansowana ze środków Unii Europejskiej w ramach realizacji projektu *Phyto2Energy* (GA Numer 610797) – FP7-People-2013-IAPP.

BIBLIOGRAFIA

- [4] Srirangan K., Akawi L., Moo-Young M., Perry Chou C., Towards sustainable production of clean energy carriers from biomass resources. *Applied Energy* 2012;100:172-186.
- [5] Głodek E., Przewodnik zgazowania biomasy. Instytut Ceramiki i Materiałów Budowlanych, Opole, (2011).
- [6] Werle S., A reburning process using sewage

- sludge-derived syngas, *Chemical Papers* 2012;2:99-107.
- [7] Chmielniak T., Skorek J., Kalina J., Lepsy S., Układy energetyczne zintegrowane ze zgazowaniem biomasy. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, (2008).
- [8] Nadziakiewicz J., Wacławski K., Stelmach S., Procesy termiczne utylizacji odpadów. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, (2007).
- [9] Dogru M., Midilli A., Howarth C.R., Gasification of sewage sludge using a throat draft down-draft gasifier and uncertainty analysis. *Fuel Processing Technology*, 2002;75:55-82.
- [10] Midilli A., Dogru M., Howarth C.R., Ling M.J., Ayhan T., Combustible gas production from sewage sludge with a downdraft gasifier. *Energy Conversion and management*, 2001;42:155-172.
- [11] Judex J.W., Wellinger M., Ludwig C., Biollaz S.M.A., Gasification of hay in a bench scale fluidised bed reactor with emphasis on the suitability for gas turbines. *Biomass and bioenergy* 2012;46:739-749.
- [12] Arena U., Zaccariello L., Mastellone M.L., Tar removal during the fluidized bed gasification of plastic waste. *Waste Management* 2009;29:783-791.
- [13] Guo Y., Wang S.Z., Xu D.H., Gong Y.M., Ma H.H., Tang X.Y., Review of catalytic supercritical water gasification for hydrogen production from biomass. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010;14:334-343.
- [14] Nipattummakul M., Ahmed I.I., Kerdswan S., Gupta A.K., Steam gasification of oil palm trunk waste for clean syngas production. *Applied Energy* 2012;92:778-782.
- [15] Song T., Wu J., Shen L., Xiao J., Experimental investigation on hydrogen production from biomass gasification in interconnected fluidized beds. *Biomass and bioenergy* 2012;36:258-267.
- [16] Zhang S.-Y., Liu H., Qian Y., Xu M., Li W., Xu J., The influence of phosphorus on ash fusion temperature of sludge and coal. *Fuel Process-*

ing Technology 2013;110:218-226.

- [17] Instalacja zgazowania biomasy, a zwłaszcza osadów ściekowych. Patent P-397225, 2.12.2011.
- [18] Ratman-Kłosińska I., Pogrzeba M., Krzyżak J., Płaza G., Werle S., Cania B., Uprawy energetyczne. Remedium na tereny zdegradowane. *Przegląd Komunalny* 2015;4:73-74.
- [19] Budzyński I., Powierzchnia i ludność w przekroju terytorialnym w 2011 r. Główny Urząd Statystyczny. Departament Metodologii, Standardów i Rejestrow, ISBN 1505-5507, Warszawa 2011.
- [20] Helios Rybicka E., Impact of mining and metallurgical industries on the environment in Poland. *Applied Geochemistry* 1996;11:3-9.
- [21] Werle S., Petre A., Bisorca D., Ziolkowski Ł., Kotelbach-Woźniak A., Szlęk A., Pogrzeba M., Krzyżak J., Ratman - Kłosińska I., Burnete D., Phytoremediation driven energy crops as a methods of ecological assessment of heavy metal degraded areas, XIX International Conference - Waste Recycling, Kraków, 22-23 October, 2015, 16.
- [22] World Economic Outlook Database, October 2015.
- [23] Moldoveanu A.M., Environmental risk assessment of soil contamination. *Earth and Planetary Sciences: Soil Science* (2014).
- [24] Bisorca D., Werle S., Pahopol A., Pogrzeba M., Krzyżak J., Ratman-Kłosińska I., Burnete D., Cost benefits analysis of HMC biomass gasification as local energy carrier, Proceedings of XXII International Symposium on Combustion Processes, Hucisko, 22.09-25.09.2015, 21-22.
- [25] Werle S., Wielokryterialna analiza procesu zgazowania komunalnych osadów ściekowych. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, (2014).
- [26] Przybyła G., Postrzednik S., Badania silnika spalinowego ZI zasilanego gazem ziemnym do zastosowań w mikrogeneracji, Instal 2015;5:14-19.

Legionella w instalacjach budynków

Autorzy: Andrzej Wolski, Krzysztof Kaiser

Spis treści

1. Wstęp
2. Legionelloza – przyczyny i konsekwencje zakażenia. Ryzyko infekcji
3. Środowiskowe czynniki rozwoju bakterii Legionella
4. Wpływ temperatury wody w instalacji ciepłej wody na rozwój bakterii Legionella
5. Wymagania aktów prawnych dotyczące występowania bakterii Legionella w instalacjach ciepłej wody
6. Węzły zasilające instalacje ciepłej wody – ograniczanie ryzyka rozwoju bakterii Legionella
7. Minimalizacja ryzyka rozwoju bakterii Legionella w instalacjach wodociągowej ciepłej wody
8. Dezynfekcja instalacji ciepłej wody
9. Legionella w instalacjach klimatyzacji – wentylacji
10. Bezpieczeństwo i higiena pracy podczas eksploatacji instalacji skażonych bakterią Legionella
11. Zalecenia dla szpitali
12. Literatura

Sprzedaż prowadzi:
Ośrodek Informacji

„Technika instalacyjna w budownictwie”
02-674 Warszawa, ul. Marynarska 14
tel./fax: (22) 843-77-71
e-mail:
redakcja@informacjainstal.com.pl
www.informacjainstal.com.pl
Cena 45 zł



Jak dokładnie i szybko rozliczyć zużycie ciepła nie ponosząc przy tym wysokich kosztów? Odpowiedź jest prosta – zaufać najlepszym specjalistom z zakresu opomiarowania mediów. Niewątpliwie liderem w tej dziedzinie jest Firma Kamstrup – duński producent nowoczesnych systemów pomiarowych. W tym roku firma Kamstrup wprowadziła do oferty nowy ciepłomierz – Multical 403. Mimo dużej konkurencji na rynku opomiarowania dla ciepłownictwa udało się stworzyć licznik, który łączy od lat znaną najwyższą jakość i trwałość produktów Kamstrup z rozbudowaną funkcjonalnością, najdokładniejszym pomiarem i atrakcyjną ceną.

Niższe koszty eksploatacyjne i większy zwrot z inwestycji. Licznik ciepła i chłodu Multical® 403

Lower operational cost of operation higher return on investment.
Heat & cooling meter Multical® 403

KATARZYNA STOLARCZYK

Multical 403, tak jak wszystkie ciepłomierze oferowane przez firmę Kamstrup, jest licznikiem opartym na ultradźwiękowej metodzie pomiaru. Dzięki temu, że nie posiada części ruchomych, nie zużywa się w czasie eksploatacji i zapewnia precyzyjny pomiar przez 16 lat. Udoskonalona konstrukcja przetwornika przepływu pozwoliła na zwiększenie całkowitego zakresu dynamiki do 1600:1 od pomiaru maksymalnego do startu, a licznik jest zatwierdzony aż do zakresu 250:1. Dzięki temu nawet przepływ o najmniejszym natężeniu zostanie zmierzony z najwyższą precyzją i zapewni dokładne rozliczenia. Mimo zwiększonego zakresu dynamiki MULTICAL® 403, strata ciśnienia na przetworniku przepływu nie przekracza 0,15 bara, co pozwala na zastosowanie pomp obiegowych o mniejszej wydajności, a co za tym idzie – zmniejszenie zużycia energii. To wszystko razem obniża całkowite koszty eksploatacji licznika, zapewniając większy zwrot z inwestycji.

Najdokładniejszy pomiar

Dokładny pomiar w instalacjach o stabilnym przepływie nie jest jednak największym problemem. Prawdziwym wyzwaniem jest opomiarowanie zużycia ciepła w instalacjach, gdzie mogą nastąpić gwałtowne zmiany dynamiki przepływu. Ciepłomierze dokonują przeliczenia zmierzonych parametrów (wielkości przepływu i wartości temperatury czynnika z zasilania i powrotu) w pewnym określonym interwale czasowym, np. co pół minuty. Niektóre liczniki można zaprogramować na tzw. tryb szybkiej

integracji, w którym przeliczenie wartości następuje z większą częstotliwością (np. co 4 sekundy). Jednak szybka integracja wiąże się ze zwiększonym zużyciem energii elektrycznej, a co za tym idzie z ograniczonym okresem żywotności baterii, a więc wyższymi kosztami eksploatacyjnymi (czas żywotności baterii w trybie szybkiej integracji często skraca się o połowę). Tryb szybkiej integracji jest stosowany w ciepłomierzach montowanych np. w instalacjach z indywidualnymi węzłami typu logoterma, gdzie często występują sytuacje nagłego, krótkotrwałego odbioru ciepła (np. przy odkręceniu

cieplej wody w celu umycia rąk). W liczniku Multical® 403, oprócz trybu standardowego i trybu szybkiej integracji dostępne jest nowe rozwiązanie – tzw. „tryb adaptacyjny”. Tryb adaptacyjny polega na automatycznym przełączaniu się na tryb szybkiej integracji przy każdej gwałtownej zmianie przepływu. W czasie stabilnego przepływu ciepłomierz dokonuje przeliczeń rzadziej. Taki sposób dokonywania obliczeń zapewnia najdokładniejszy pomiar przy zmiennej dynamice przepływu z zachowaniem długiej żywotności baterii, a co za tym idzie – minimalnych kosztów eksploatacyjnych.

Fot. 1



Katarzyna Stolarczyk - Kamstrup Sp. z o.o.

Gotowy na przyszłość

Multical® 403 został zaprojektowany tak, aby spełniać zarówno obecne, jak i przyszłe wymagania. W miarę pojawiania się nowych wyzwań i możliwości zarówno ciepłomierz, jak i dedykowane do niego moduły komunikacyjne posiadają możliwość aktualizacji oprogramowania firmware bez zakłócania pracy rejestrów czy odczytów i zarządzania siecią. Aktualizacja firmware jest możliwa zarówno drogą kablową jak i bezprzewodową. Licznik jest zatem przygotowany na przyszłość.

Ograniczenie zapasów magazynowych

Programowanie parametrów ciepłomierzy z przycisków frontowych jest już dostępne w niektórych licznikach oferowanych na rynku. Możemy zmieniać datę, godzinę, numer klienta czy resetować czas pracy. Jednak przeprogramowanie takich parametrów, jak: miejsce montażu (zasilanie / powrót), rozdzielczość wyświetlacza czy jednostka energii jest zazwyczaj możliwe tylko przy użyciu specjalistycznych narzędzi (w tym oprogramowania serwisowego), a każda taka zmiana wymaga przeprowadzenia legalizacji ponownej (przeprogramowanie w/w parametrów wymaga zerwania plomby licznika). Multical® 403 posiada funkcję programowania z przycisków frontowych ponad 20 parametrów, w tym również miejsca montażu przetwornika przepływu czy rozdzielczości wyświetlacza i jednostki energii. Programowanie tych parametrów możliwe jest tylko w czasie, kiedy ciepłomierz jest nowy – po zarejestrowaniu przepływu po raz pierwszy funkcja programowania miejsca montażu i jednostki energii oraz rozdzielczości wyświetlacza jest blokowana i od tego czasu ich zmiana jest możliwa tylko w serwisie i wymaga ponownej legalizacji licznika. Możliwość programowania z przycisków frontowych pozwala na oszczędności – teraz możemy mieć w zapasie jeden licznik, którego parametry w prosty sposób, bez używania dodatkowych narzędzi, można dostosować do aktualnych potrzeb. Tym sposobem koszty magazynowania są zredukowane do minimum.

Optymalizacja działalności przedsiębiorstwa dzięki stałemu dostępowi do danych

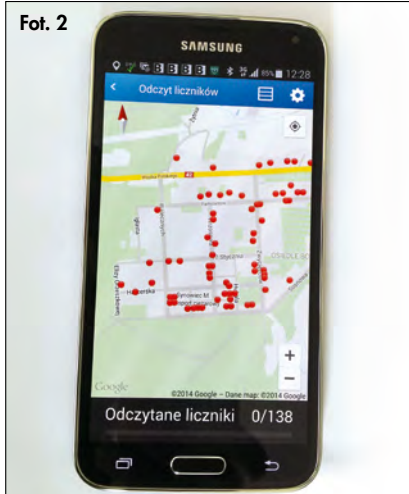
Multical® 403 posiada najbardziej rozbudowane rejestry pamięci ze wszystkich liczników oferowanych przez Kamstrup. W standardzie dostarczany jest z rejestrem

zaprogramowanym na 20 lat, 36 miesięcy, 460 dni i 1400 godzin, jednak na życzenie klienta może zostać dostosowany do indywidualnych potrzeb, a dane mogą być zapisywane nawet co minutę. Rozbudowane rejestry pamięci umożliwiają efektywną analizę pracy instalacji oraz precyzyjną identyfikację wystąpienia błędów czy niespójności. Ponadto dobowe wartości przepływu oraz uśrednione dobowe wartości temperatury zasilania (które w standardzie są dostępne z ostatnich 460 dni) zgodnie z Rozporządzeniem w sprawie kształtowania i kalkulacji taryf stanowią podstawę do udowodnienia dotrzymania parametrów dostawy ciepła. Rejestry godzinowe są natomiast doskonałym narzędziem diagnostycznym w przypadkach nie rzadko występujących prób zafałszowania wskazań ciepłomierza.

Dostęp do danych zapisanych w rejestrach pamięci jest bardzo prosty – można je odczytać w sposób tradycyjny, przy użyciu głowicy optycznej i bezpłatnego oprogramowania LogView, jak również za pomocą modułów komunikacyjnych poprzez M-Bus (odczyt przewodowy) oraz Wireless M-Bus (odczyt radiowy). Bezprzewodowy odczyt rejestrów pamięci gwarantuje dostęp do wszystkich danych w dowolnej chwili, bez konieczności wchodzenia do węża i niepokojenia odbiorcy.

Odczyt mobilny do smartfona – zbieranie danych w trasie

Dostęp do danych bilingowych w okresie rozliczeń, czyli comiesięczny odczyt liczników nie zawsze jest szybki i tani. Konieczność wchodzenia do wężów w przypadku systemów odczytu ręcznego czy za pośrednictwem głowicy optycznej wymaga dużo czasu oraz zaangażowania pracowników. Również systemy odczytów radiowych do terminali inkasenckich nie zawsze sprawdzają się w realiach gęstej zabudowy miejskiej – często wymagają od odczytujących dobrej znajomości topografii oraz miejsc, w których zamontowane są ciepłomierze. Oferowany przez firmę Kamstrup system radiowego odczytu READY umożliwia odczyt ciepłomierzy do smartfona z jadącego samochodu. System działa w zstandaryzowanym protokole komunikacji radiowej Wireless M-Bus zgodnym z normą EN:13757.4. Jest nakładką na Google Maps, dzięki czemu lokalizację każdego licznika dokładnie widać na ekranie telefonu w postaci czerwonej kropki, która po odczytaniu danych z licznika znika z ekranu. Na mapie widoczne są tylko lokalizacje liczników, które pozostały do odczytania. Dzięki temu nawet osoba, która nie zna lokalizacji ciepłomierzy może



sprawnie wykonać odczyt poruszając się zgodnie z nawigacją. Odczyt danych następuje błyskawicznie, ponieważ smartfon odbiera dane nawet z wielu ciepłomierzy jednocześnie. Po odczytaniu wszystkich liczników nie ma potrzeby powrotu do siedziby firmy – dane ze smartfona są wysyłane bezpośrednio do komputera za pośrednictwem usługi transmisji danych.

Wiele średnich i mniejszych przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce wdrożyło już system mobilnego odczytu liczników do smartfona READY, a opinie użytkowników na temat jego funkcjonalności i działania pozostają jak najlepsze.

System READY można szybko i niewielkim nakładem inwestycyjnym rozbudować do wersji stacjonarnej, która umożliwia odczyt liczników bezpośrednio do komputera. Wystarczy jedynie umieścić koncentrator z anteną (np. na dachu wyższego budynku) i rozszerzyć pakiet oprogramowania na komputer. Rozbudowa systemu READY do wersji stacjonarnej zajmuje nie więcej niż godzinę – natychmiast po zamontowaniu koncentratora zbiera dane z okolicznych liczników i przesyła je bezpośrednio do komputera.

Oprócz odczytów bilingowych system READY umożliwia odczyt danych z rejestrów pamięci ciepłomierzy Multical® 403 – bez konieczności wchodzenia do węża możemy odczytać nie tylko dane bieżące, ale również rejestry m.in. godzinowe i dobowe czy też całą historię kodów informacyjnych. Dzięki temu dostawca ciepła ma pełną kontrolę nad pracą licznika.

Multical® 403 jest najnowocześniejszym ciepłomierzem, który gwarantuje dokładne rozliczenie ciepła w każdych warunkach oraz najwyższą niezawodność i trwałość, a jego zakup przynosi oszczędności dla dostawcy ciepła. Możliwość aktualizacji oprogramowania firmware gwarantuje, że licznik za kilka lat będzie tak samo nowoczesny jak teraz. ■

Najbardziej uniwersalny licznik na rynku

MULTICAL® 403

Przygotuj się na przyszłe wyzwania. MULTICAL® 403 to uniwersalny licznik ciepła i chłodu łączący bezkompromisową jakość i precyzję firmy Kamstrup.

Pozwala obniżyć zapasy i koszty instalacji, zapewnia szybki dostęp do danych w celu optymalnej eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

kamstrup.com/MULTICAL403



kamstrup



ZAKŁAD WODOCIĄGÓW I KANALIZACJI
Instytutu Inżynierii Wody i Ścieków Politechniki Śląskiej
w Gliwicach

uprzejmie zaprasza do wzięcia udziału w
XI Sympozjum Naukowo-Technicznym nt.:

INSTALACJE BASENOWE

projektowanie, wykonawstwo, eksploatacja, finansowanie

które odbędzie się

w Jurze KRAKOWSKO-CZĘSTOCHOWSKIEJ

w dniach **15.03. ÷ 17.03.2017 r.**

Adres organizatora sympozjum:

Politechnika Śląska, Instytut Inżynierii Wody i Ścieków
ul. Konarskiego 18, 44-100 GLIWICE
tel./fax (0 32) 237-21-73,
e-mail: instalacje.baseny@polsl.pl i elzbieta.sawicka@polsl.pl

Bezpieczeństwo funkcjonalne oraz nowatorskie podejście do projektowania napędów dla instalacji przemysłowych i sieci ciepłowniczych

Functional safety and innovative approach to actuators design in the service of industrial installations and district heating

MACIEJ BOJKOWSKI, ROBERT ŁUDZIEN

Bezpieczeństwo funkcjonalne określane skrótem „SIL” (ang. Safety Integrity Level) zyskuje coraz bardziej na znaczeniu w projektowaniu, budowie oraz późniejszej eksploatacji instalacji przemysłowych. Zasadność wprowadzenia bezpieczeństwa funkcjonalnego instalacji przemysłowych zdeterminowana jest przez zapobieganie poważnym zagrożeniom dla środowiska oraz dla zdrowia i życia ludzi, które mogą nastąpić w przypadku awarii sterowania procesem. W tego typu instalacjach stosowane są przyrządowe systemy bezpieczeństwa SIS (ang. Safety Instrumented System). Zadaniem takiego systemu jest ciągły monitoring mogących wystąpić zdarzeń krytycznych. W przypadku wystąpienia zdarzenia krytycznego zadaniem SIS jest niedopuszczenie do sytuacji zagrożenia poprzez wprowadzenie i utrzymanie procesu w stanie bezpiecznym.

Poziom nienaruszalności bezpieczeństwa SIL jest zawsze przypisany do całego węzła instalacji składającego się z co najmniej: jednego układu logicznego, jednego czujnika oraz organu wykonawczego (napędu elektrycznego), a nie do indywidualnego składnika. Dla indywidualnego składnika (np. napędu elektrycznego) dane dotyczące bezpieczeństwa urządzenia są ustalone. Dane te są wykorzystywane do przypisywania urządzeń do potencjalnego poziomu nienaruszalności bezpieczeństwa – SIL. Ostateczna klasyfikacja oprzyrządowania systemu bezpieczeństwa może być wyznaczona wyłącznie po dokonaniu oceny i obliczenia wszystkich podzespołów wchodzących w skład węzła. Istnieją cztery poziomy nienaruszalności bezpieczeństwa, przy czym SIL 1 oznacza najmniejsze, a SIL 4 największe

ograniczenie ryzyka. Regulacją prawną stosowaną elementów składowych instalacji w systemach bezpieczeństwa są normy: PN-EN 61508-1:2010 oraz PN-EN 61511-3:2009. Norma PN-EN 61508-1:2010 określa trzy kryteria oceny i klasyfikacji przyrządowego systemu bezpieczeństwa:

- przydatność systemowa,
- ograniczenie architektury,
- prawdopodobieństwo uszkodzenia na przywołanie – PFD.

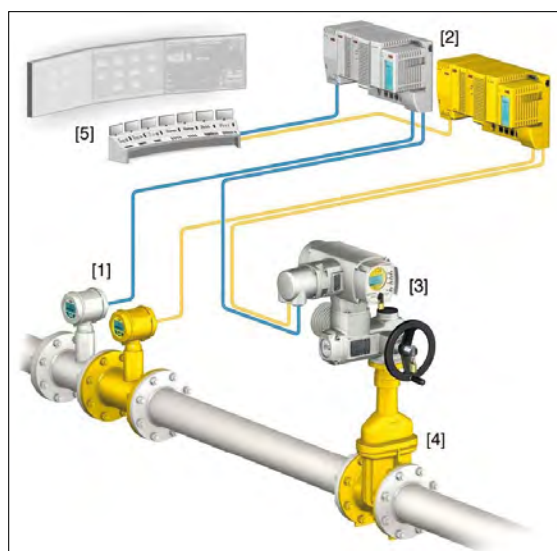
Osiągnięty poziom SIL jest zawsze minimalną wartością poszczególnych ocen – tabela 1.

Typowe oprzyrządowanie systemu bezpieczeństwa przedstawiono na rys. 1.

Tabela 1. Przykład wyznaczenia poziomu SIL funkcji bezpieczeństwa będącej elementem systemu SIS

Przypisanie poziomu SIL w odniesieniu do	Maksymalna wartość SIL możliwa do uzyskania
Przydatności systemowej	SIL 3
Ograniczenia architektury	SIL 1
Prawdopodobieństwa uszkodzenia	SIL 2
Końcowa klasyfikacja SIL	SIL 1

Rys. 1. Oprzyrządowanie systemu bezpieczeństwa węzła



Przedstawiony układ składa się z armatury [4], urządzenia wykonawczego – napędu elektrycznego [3], czujników [1], sterowników PLC oraz systemu nadzoru [5].

Tak zaprojektowany węzeł pozwoli systemowi nadrzędnemu na w pełni automatyczną reakcję w przypadku zdarzeń krytycznych SIS.

Pierwszy kontakt z zagadnieniem nienaruszalności bezpieczeństwa SIL węzłów i wchodzących w ich skład napędów elektrycznych może początkowo zniechęcać. Niemniej jednak dla użytkownika, projektanta czy wykonawcy określenie właściwego wyposażenia napędu elektrycznego AUMA z funkcją bezpieczeństwa sprowadza się do odpowiedzi na kilka prostych pytań:

1. Rodzaj i funkcja armatury

Zgodnie z obowiązującą normą PN EN 15714-2:2010-02 należy określić klasę napędu:

- Klasa A: praca dwustanowa (ON/OFF),

Maciej Bojkowski, Robert Łudzien – Zespół Auma Polska Sp. z o.o.

- Klasa B: impulsowanie/ pozycjonowanie,
 - Klasa C: regulacja.
2. Który poziom powinien być osiągalny z tym produktem:
 - SIL1,
 - SIL2,
 - SIL3 (w systemie redundantnym "1oo2").
 3. Który typ napędu i sterownika AUMA jest wymagany:
 - AUMA NORM,
 - AUMA NORM + AUMA MATIC,
 - AUMA NORM + AUMATIC.
 3. W jaki sposób napęd będzie sterowany:
 - sterownie binarne,
 - sterowanie analogowe,
 - protokół cyfrowy (Profibus DP, Modbus RTU, Foundation Fieldbus).
 4. Która funkcja bezpieczeństwa jest wymagana:
 - bezpieczne OTWARCIE,
 - bezpieczne ZAMKNIĘCIE,
 - bezpieczny STOP/postój,
 - bezpieczne OTWARCIE + bezpieczny STOP,
 - bezpieczne ZAMKNIĘCIE + bezpieczny STOP,
 - bezpieczne odwzorowanie pozycji krańcowych.

Odpowiedzi na powyższe pytania pozwolą określić wersję i wymaganą konfigurację napędów będących integralną częścią przyrządowych systemów bezpieczeństwa – SIS.

Wykorzystanie sterowników AUMATIC .2 (AC .2) z funkcją bezpieczeństwa nie oznacza radykalnych zmian w wyglądzie, wadze, rozszerzona zostaje jedynie funkcjonalność sterowników. Moduł SIL w sterownikach AC .2 składa się z dodatkowej płytki elektronicznej, odpowiedzialnej za realizację funkcji bezpieczeństwa (rys. 2). Układy wyposażone w AC .2 w wersji SIL łączą w sobie funkcje dwóch sterowników. Z jednej strony standardowe funkcje AC .2 mogą być wykorzystywane w „normalnej eksploatacji”. Z drugiej strony wbudowany moduł SIL pełni funkcje bezpieczeństwa, zawsze nadrzędne w stosunku do zwykłej pracy. Jest to możliwe, ponieważ standardowa logika sterowania jest omijana z chwilą, gdy wywołwana jest funkcja bezpieczeństwa. Moduł SIL wykorzystywany w sterownikach AUMA pozwala na osiągnięcie poziomu SIL 2 a nawet SIL 3 (pod warunkiem dostępności redundantnej architektury systemu – 1oo2).

Podsumowując, bezpieczeństwo funkcjonalne w połączeniu z dalszymi działaniami, takimi jak ochrona ppoż, bezpieczeństwo elektryczne – znacząco przyczyniają się do ogólnego bezpieczeństwa zakładu. Celem bezpieczeństwa funkcjonalnego instalacji jest zmniejszenie ryzyka, którego źródłem są procesy technologiczne oraz instalacje, poprzez zastosowanie systemów związanych z bezpieczeństwem. Norma PN-EN 61511-3:2009 zakłada, że wyłączenie wszystkich potencjalnych ryzyk jest niemożliwe, niemniej jednak określa metody służące do analizy ryzyka, jego zmniejszenia oraz oceny ryzyka szczytkowego.



Rys. 2.
Sterownik AC .2 z modulem SIL

Oprócz wyróżniającego na rynku wdrożenia bezpieczeństwa funkcjonalnego w napędach AUMA, Grupa AUMA oferuje również napędy wyróżniające się rynku - SEVEN (rys. 3) – znajdujące szerokie zastosowanie w energetyce i sieciach ciepłowniczych.



Rys. 3
Napęd SEVEN – Profitron

Na czym polega innowacyjność napędu SEVEN w porównaniu do poprzednika – napędu SIPOS 5?

Istotą przy projektowaniu napędu SEVEN było opracowanie zoptymalizowanej, intuicyjnej koncepcji obsługi napędu, którą można **opanować bez dostępu do instrukcji obsługi**.

Poprzednik napędu SEVEN, czyli SIPOS 5, wyposażony był w dwuwierszowy wyświetlacz LCD oraz diody sygnalizacyjne wskazujące bieżący stan urządzenia. Do obsługi i parametryzacji napędu służył system czterech przycisków, których funkcje zmieniały się w zależności od kontekstu (rys. 4).



Rys. 4.
SIPOS 5 PROFITRON – interfejs obsługi

Z perspektywy nastaw i parametryzacji napędu SEVEN interfejs użytkownika napędu SIPOS 5 może wydawać się skomplikowany. Zamiast monochromatycznego, dwuwierszowego wyświetlacza LCD jako pierwszy w Europie wdrożyliśmy w napędach SEVEN **kolorowy** wyświetlacz LCD – rys. 5. Zastosowanie kolorowego wyświetlacza pozwoliło umieścić więcej informacji na jego powierzchni, poprawiając jednocześnie czytelność prezentowanych danych i informacji. Wyświetlacz został podzielony na dwie części. Górny fragment informuje o aktualnym stanie napędu, natomiast dolny umożliwia obsługę i parametryzację napędu. Dodatkową zaletą wyświetlacza jest możliwość jego obrotu o kąt 90 stopni co ma szczególne znaczenie w przypadku innej pozycji montażowej niż wertykalna.

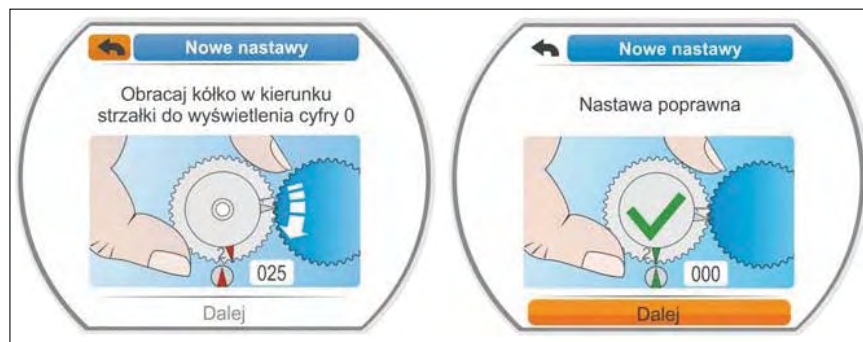


Rys. 5.
SEVEN PROFITRON – interfejs obsługi

Kolorowy wyświetlacz wdrożony w napędach SEVEN nie spełnia wyłącznie funkcji estetycznych.

Zastosowanie takiego wyświetlacza pozwoliło na innowacyjną metodę opracowania animowanych instrukcji, które ułatwiają parametryzację napędu. Animacje informują użytkownika na bieżąco, czy nastawy zostały przeprowadzone prawidłowo lub czy konieczne jest ich powtórzenie. Dzięki tej funkcji minimalizowana jest możliwość popełnienia błędu w trakcie parametryzacji (rys. 6).

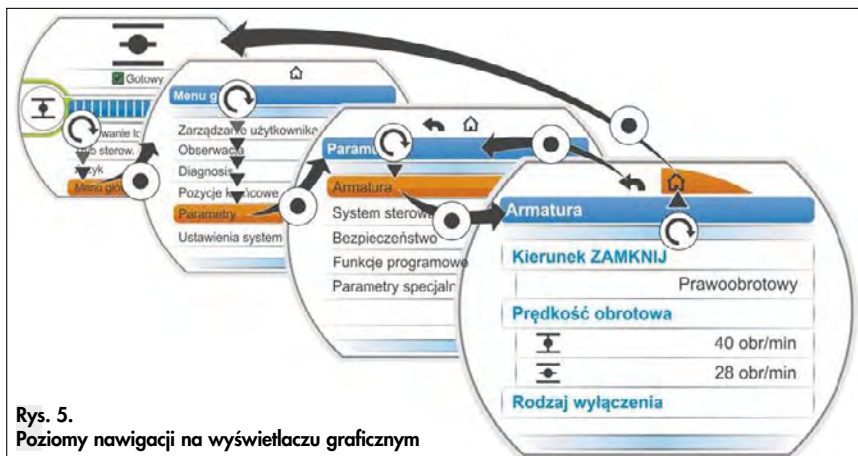
Innowacyjne jest również podejście do obsługi napędu SEVEN. Cztery przyciski znane z napędu SIPOS 5 zostały zastąpio-



Rys. 6.
Animowana instrukcja nastawy przekładni konwersyjnej

ne jednym przyciskiem obrotowym tzw. Drive Controller'em. Mechanizm obrotowo-przyciskowy pozwala na przemieszczanie się pomiędzy poszczególnymi menu. Obrót przycisku umożliwia wybór poszczególnych punktów menu, przyciśnięcie natomiast zatwierdza wybór danej pozycji menu. Do obsługi wszystkich funkcji napędu wykorzystywany jest jedynie Drive Controller, parametryzacja nie wymaga dodatkowych urządzeń software'owych (rys. 7).

Oprócz nowych rozwiązań w zakresie obsługi SIPOS SEVEN zapewnia komunikację poprzez bluetooth oraz praktyczne złącze USB w standardzie. Komunikacja z napędem może się odbywać zatem za pośrednictwem znormalizowanego złącza lub bezprzewodowo. Ponadto w razie braku zasilania sieciowego można zasilić



Rys. 5.
Poziomy nawigacji na wyświetlaczu graficznym

urządzenie z akumulatora USB lub z laptopa, aby wykonać diagnostykę i parametryzację napędu. Dodatkowo złącze USB umożliwia zapis i odczyt parametrów na

pamięci przenośnej co znacznie ułatwia gromadzenie danych o napędzie.

Pod względem funkcjonalności już SIPOS 5 był bardzo zaawansowanym urządzeniem, jednak interfejs użytkownika nie należał do nowoczesnych. Wraz z opracowaniem nowego napędu SEVEN udało się uzyskać napęd, który nowoczesną technikę skrywającą we wnętrzu prezentuje teraz również na zewnątrz. Obsługa nowego napędu jest nie tylko łatwiejsza i bardziej intuicyjna dla wszystkich użytkowników, urządzenie można ponadto tak

skonfigurować, żeby procesy robocze znacznie skrócić i zoptymalizować – co szczególnie sprzyja zwiększeniu wydajności i elastyczności całej instalacji.

SIPOS
AKTORIK

DREHMO
VALVE ACTUATORS

auma
Drives

auma
Industry + Marine

auma[®]
Solutions for a world in motion

Auma Polska Sp. z o.o.
41-219 Sosnowiec
ul. Komuny Paryskiej 1d
Centrala: Tel. +32 783 52 00
Fax +32 783 52 08
www.auma.com · www.auma.com.pl

Biuro:
 biuro@auma.com.pl
 Zapytania ofertowe:
 oferty@auma.com.pl
 Serwis:
 serwis@auma.com.pl

Gepard Biznesu
 2014

Gazeta Biznesu **Puls Biznesu**
 2011

BUDOWNICTWO
iPRAWO
 ISSN 1401-0099

Kwartalnik „Budownictwo i Prawo” ukazuje się piętnasty rok i ma już uśaloną grupę odbiorców wśród: firm budowlanych, wydziałów budownictwa urzędów miejskich i starostw, biur projektowych, firm kosztorysowych i innych. Obecnie nakład czasopisma wynosi ok. 3700 egz. (w zależności od uczestnictwa w targach lub sympozjach i konferencjach, podczas których prowadzone są akcje promocyjne).

Współpracujemy z Ministerstwem Infrastruktury i Budownictwa, Ministerstwem Środowiska, Głównym Urzędem Nadzoru Budowlanego, Urzędem Zamówień Publicznych oraz licznymi stowarzyszeniami z sektora budownictwa.

Autorzy z tytułu publikacji w „Budownictwo i Prawo” otrzymują 5 pkt w klasyfikacji MNiSW.

Czasopismo jest wydawane przez Ośrodek Informacji „Technika instalacyjna w budownictwie” oraz Oficynę Wydawniczą POLCEN i rozpowszechniane na terenie całego kraju w prenumeracie oraz w sieci sprzedaży ww. wydawców.

02-674 Warszawa, ul. Marynarska 14,
tel./fax: 22/843-77-71, tel. 22/847-59-07
www.informacjainstal.com.pl

redakcja@informacjainstal.com.pl, wydawnictwo@informacjainstal.com.pl

Wybrane aspekty związane z ryzykiem w systemach komunalnych

Some aspects related to the risk in municipal systems

JANUSZ RYSZARD RAK

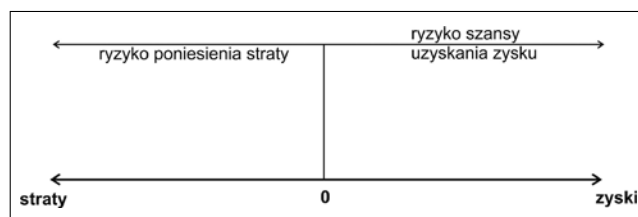
Praca poświęcona jest istocie ryzyka związanego z działalnością systemów komunalnych (zaopatrzenia w wodę, ciepło, gaz ziemny i usuwania ścieków). Dokonano przeglądu koncepcji określania ryzyka oraz modeli realizacji czynników ryzyka. Inżynieria zarządzania ryzykiem i bezpieczeństwem systemów technicznych polega na wczesnym wykrywaniu zagrożeń poprzez monitorowanie krytycznych parametrów. Wskazano na nowy kierunek zarządzania w warunkach turbulencji i chaosu. Metoda analizy barier i zabezpieczeń polega na wprowadzeniu systemów sterowania opartych o wizualizację SCADA, systemów alarmowych, wizualnych i dźwiękowych oraz automatyki zabezpieczeniowej. Pokazano nowe możliwości w zakresie asymetrycznych matryc oceny ryzyka. Słowa kluczowe: systemy komunalne, asymetryczne czynniki ryzyka, inżynieria zarządzania bezpieczeństwem

The work is dedicated to risk associated with municipal systems (of water, heat, gas supply as well as sewage disposal). Review of the concept of risk identification and models implementation of risk factors were obtained. Engineering, risk management and safety of technical systems is based on the early detection of threats by monitoring critical parameters. New direction of management in conditions of turbulence and chaos was indicated. Method of barriers and security analysis is connected with the introduction of control systems based on SCADA visualization, alarm systems, visual and audio automation also security protection systems. New possibilities in the field of asymmetric matrices of risk assessment were shown. Keywords: municipal systems, asymmetric risk factors, safety management engineering

prof. dr hab. inż. Janusz Ryszard Rak – Politechnika Rzeszowska, Zakład Zaopatrzenia w Wodę i Odprowadzania Ścieków

Wstęp

W literaturze z różnych dziedzin nauki można wyodrębnić dwa podejścia do tematu ryzyka. Pierwsze traktuje ryzyko jako możliwość nie zrealizowania założonego celu. Drugie traktuje ryzyko nie tylko w kategorii możliwości poniesienia strat, ale również szansy uzyskania zysku [1,4,5,6]. Oba podejścia przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Koncepcja ryzyka w odniesieniu do strat i zysków
Fig. 1. The risk concept in relation to the profit and loss

Mapa ryzyka to umiejscowienie poszczególnych ryzyk w układzie współrzędnych. Na osi pionowej wartość skutków ryzyka, na osi poziomej prawdopodobieństwo danego zdarzenia. Na rys. 2 przedstawiono mapę zarządzania ryzykiem.

Rys. 2. Mapa zarządzania ryzykiem
Fig. 2. Map of the risk management



Położenie ryzyka w poszczególnych ćwiartkach mapy stanowi wskazówkę do postępowania z nim.

Biorąc pod uwagę funkcjonowanie kluczowych systemów komunalnych (zaopatrzenia w wodę, ciepło, gaz ziemny, odprowadzania i unieszkodliwiania ścieków) ryzyko postrzegane jest jako możliwość poniesienia ewentualnej straty [2,7,13]. Zakłada się bowiem, że normalna eksploatacja systemów komunalnych spełnia wymagania ich użytkowników. Ryzyko szansy uzyskania zysku pojawia się w indywidualnych przedsiębiorstwach i związane jest z procesami zarządzania (np. korzystny kontrakt gazowy, innowacyjna technologia produkcji ciepła lub uzdatniania wody, czy wykozystanie osadów ściekowych do produkcji rolniczej)[4,5].

Z klasycznej definicji ryzyka wynika, że oznacza ono zazwyczaj możliwość poniesienia straty – prawdopodobieństwo, że dane działanie zakończy się niepowodzeniem. W odczuciu społecznym ryzyko kojarzy się z zagrożeniem. Równolegle funkcjonuje termin niepewność, który oznacza brak pewności i często odnosi się do braku bezpieczeństwa. Oba te terminy w języku polskim wydają się mieć zabarwienie negatywne. W terminologii angielskiej funkcjonuje *uncertainty*, oznaczający brak pewności, że stanie się coś oczekiwanego. Tego rodzaju niepewność nie oznacza bezpośrednio zagrożenia, a jedynie implikację, że dane zdarzenie może nie wystąpić [1]. Funkcjonuje także nurt, że ponoszenie ryzyka wiąże się w zamian z szansą sukcesu i w ten sposób uzasadnione jest źródło zysku [6]. Jednym z kluczowych czynników decydujących o stabilności systemów związanych z szeroko rozumianą gospodarką komunalną jest specyficzna lub systemowa natura ryzyka, na które są one narażone [3,9,10,14]. Ryzyko specyficzne można neutralizować przez zróżnicowane formy dywersyfikacji. Najbardziej konwencjonalnym źródłem ryzyka systemowego, są zagrożenia związane z powodzią lub suszą.

Celem pracy jest innowacyjne spojrzenie na istotę ryzyka z pozycji interdyscyplinarnej jego natury. W zamysłu autora przedstawione przemyślenia mogą stać się inspiracją do wzbogacenia zaawansowanych metod analizy, oceny i zarządzania ryzykiem w systemach komunalnych.

Koncepcje określania ryzyka

Najnowsze doniesienia znawców ryzyka wskazują, że można je definiować według koncepcji [12]:

- negatywna koncepcja ryzyka,
- neutralna koncepcja ryzyka,
- ofensywna koncepcja ryzyka.

Negatywna koncepcja ryzyka traktuje je jako zagrożenie potencjalnie generujące szkodę (strach lub krzywdę) w wyniku nieosiągnięcia oczekiwanego efektu.

Neutralna koncepcja ryzyka traktuje je z jednej strony jako zagrożenie, a z drugiej jako szansę. Oznacza to, że efekt końcowy może być lepszy lub gorszy od oczekiwanego.

Ofensywna koncepcja ryzyka związana jest z dążeniem do osiągnięcia sukcesu.

Nurt defensywny (B. Bruchweiler) – traktuje ryzyko jako mierzalną niepewność wystąpienia określonych stanów natury i jest obiektywnym stanem cechującym realną rzeczywistość [8].

Nurt ofensywny (K.J. Arrow, P.E. Drucker) – traktują ryzyko także jako szansę uzyskania sukcesu. W tym sensie ryzyka nie należy unikać, ale starać się sytuację ryzykowną transformować w kierunku korzystnych warunków funkcjonowania [1,6].

Nurt klasyczny (F.H. Knight) – traktuje ryzyko jako niepewność mierzalną przewidywania zdarzeń z przyszłości na podstawie danych statystycznych opisujących podobne zdarzenia w przeszłości [1,12].

Nurt ofensywny jest charakterystyczny dla współczesnych trendów w nauce o zarządzaniu, ryzyko jest nie tylko źródłem zagrożeń i strat, ale także szansą na osiągnięcie korzyści poprzez aktywne działania na rzecz jego redukcji. Obecnie obserwuje się stany nasilania się turbulencji, czyli stanów lawinowo narastających niepewności. Sytuacje takie szczególnie uwidaczniają się w warunkach kryzysowych [9].

W statystyce funkcjonują dwa pojęcia ryzyka:

- ryzyko α (alfa) – jest to prawdopodobieństwo wnioskowania, że występuje zauważalna różnica danej cechy, podczas gdy ona nie występuje. To ryzyko identyfikowane jest z błędem I rodzaju, poziomem istotności lub wskaźnikiem błędnie-pozytywnym [14].
- ryzyko β (beta) – jest to prawdopodobieństwo wnioskowania, że nie występuje zauważalna różnica danej cechy, podczas gdy ona występuje. To ryzyko identyfikowane jest z błędem II rodzaju, poziomem ufności lub wskaźnikiem błędnie-negatywnym [14].

Modele realizacji czynników ryzyka [15]:

- model zerobiegunowy – stan, w którym żaden z czynników ryzyka nie ma roli dominującej,
- model unipolarny (jednobiegunowy) – stan, w którym jeden z czynników ryzyka odgrywa rolę dominującą nad pozostałymi,
- model bipolarny (dwubiegunowy) – stan, w którym dwa czynniki ryzyka dominują nad pozostałymi,
- model tripolarny (trójbiegunowy) – stan, w którym trzy czynniki ryzyka odgrywają wiodącą rolę,
- model multipolarny (wielobiegunowy) – stan, w którym szereg czynników ryzyka odgrywa wiodącą rolę.

Model bipolarny może podlegać ewolucji w kierunku [11]:

- modelu hegemonicznego – stan, w którym jeden z czynników ryzyka zaczyna odgrywać uprzywilejowaną rolę względem pozostałych,

- model hierarchiczny – stan, w którym wokół dwóch czynników ryzyka grupują się pozostałe,
- model centra i peryferie – stan, w którym wokół kilku centralnych czynników ryzyka grupują się inne, peryferyjne.

Inżynieria zarządzania ryzykiem i bezpieczeństwem

Zarządzanie w okresie turbulencji i chaosu

- Wykrywanie źródeł turbulencji poprzez systemy wczesnego ostrzegania.
- Reagowanie na chaos poprzez opracowanie scenariuszy postępowania w wypadku pojawienia się systemowych zagrożeń.
- Dobór strategii postępowania na podstawie wyłonionych scenariuszy i podejścia do ryzyka.

Główne komponenty systemów wczesnego ostrzegania

- Identyfikacja ryzyka.
 - Monitorowanie ryzyka.
 - Zarządzanie ryzykiem.
- Informatyczne systemy ostrzegania to:
- klasyczne raporty,
 - analizy co – jeżeli,
 - przewidywania i prognozy,
 - metody powiadomień.
- Trzy rodzaje podejścia do informacji o zagrożeniach:
- patologiczna – ukrywanie informacji,
 - biurokratyczna – ograniczenie dostępu do informacji,
 - generatywna – poszanowanie informacji.

Strategie zarządzania bezpieczeństwem

Wyróżnia się następujące metody:

- metoda reaktywna – reakcja na incydenty, awarie (raporty), poważne awarie, katastrofy, które już miały miejsce,
- metody proaktywne:
 - a) metoda prewencyjna – aktywna identyfikacja ryzyka poprzez analizę czynności eksploatacyjnych (inspekcja, audyty),
 - b) metoda prognozująca – ocena systemu w czasie rzeczywistym w celu określenia potencjalnych zagrożeń.

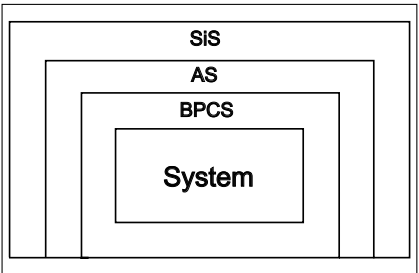
Zarządzanie ryzykiem bezpieczeństwa sprowadza się do zasad:

- nie ma systemów absolutnie bezpiecznych, nie ma możliwości wyeliminowania wszelakich ryzyk bezpieczeństwa,
- ryzyko bezpieczeństwa należy redukować do poziomu najniższego z możliwych wg ALARP,

- łagodzenie ryzyka bezpieczeństwa należy zbalansować (ang. as low as reasonably practicable):
 - a) w czasie,
 - b) w kosztach,
 - c) w miernikach służących do jego redukcji,
- zarządzanie ryzykiem bezpieczeństwa poszukuje maksymalizacji zysków z jego akceptacji przy procesie minimalizacji samego ryzyka bezpieczeństwa,
- uzasadnienie dla decyzji związanych z ryzykiem bezpieczeństwa musi być dostępne ludności, której ono dotyczy i musi uzyskać jej akceptację.

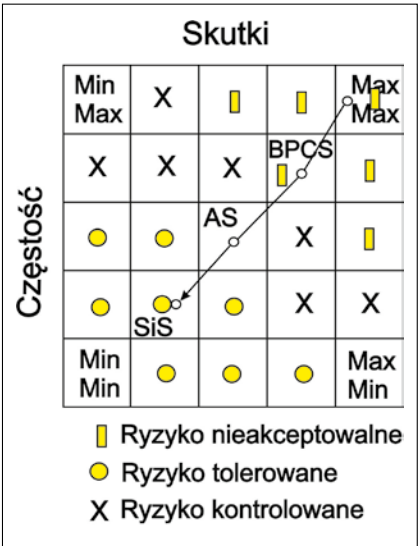
Metoda analizy barier zabezpieczeń LOPA (ang. Layers of Protection Analysis)

- BPCS (ang. Basic Process Control System) – system sterowania i pomiarów oparty o system wizualizacji SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition),
- AS (ang. Alarm System) – system alarmowy, który informuje operatora o zagrożeniu w postaci komunikatów wizualnych lub dźwiękowych za pomocą interfejsu człowiek – maszyna (HMI ang. Human Machine Interface). Na tej podstawie operator podejmuje decyzje zapobiegające możliwości wystąpienia zdarzenia niepożądanego,
- SIS (ang. Safety Instrumented System) – system automatyki zabezpieczeniowej wykonujący funkcje bezpieczeństwa, jeżeli operator nie reaguje na sygnały alarmowe lub w razie dużej dynamiki zdarzeń, kiedy operator nie ma szans na autonomiczną reakcję. Na rys. 3 przedstawiono trzy bariery bezpieczeństwa wg. metody LOPA.



Rys. 3.
Bariery zabezpieczeń wg. LOPA
Fig. 3. Barriers of security according to LOPA

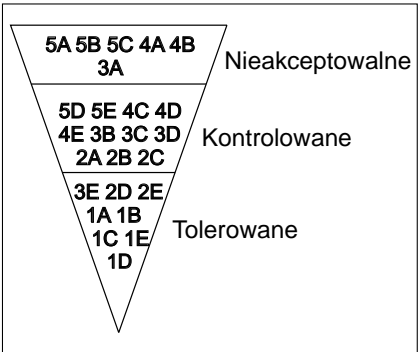
Na rys. 4 pokazano pożądaný trend redukcji ryzyka wg. metody LOPA.
W tab. 1 przedstawiono jakościową matrycę ryzyka wg. metody LOPA.



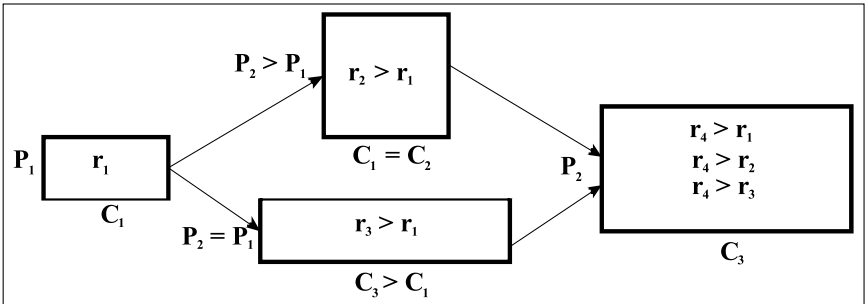
Rys. 4.
Matryca ryzyka dla barier bezpieczeństwa wg. LOPA
Fig. 4. Risk matrix for safety barriers according to LOPA

Tab. 1. Jakościowa matryca ryzyka wg. LOPA
Tab. 1. Qualitative risk matrix according to LOPA

P		Skutki				
		B. duże	Duże	Średnie	Małe	B. małe
		A	B	C	D	E
Bardzo duże	5	5A	5B	5C	D5	E5
Duże	4	4A	4B	4C	D4	E4
Średnie	3	3A	3B	3C	D3	E3
Małe	2	2A	2B	2C	D2	E2
Bardzo małe	1	1A	1B	1C	D1	E1



Rys. 5.
Podział ryzyka wg. LOPA
Fig. 5. Distribution of risk according to LOPA



Rys. 6.
Zależność między podstawowymi czynnikami ryzyka
Fig. 6. The relationship between the basic risk factors

Na rys. 5 przedstawiono odwróconą piramidę kategorii ryzyka.

Nowe spojrzenie na metody matrycowe oceny ryzyka

Asymetryczna matryca ryzyka

Klasyczna definicja ryzyka opisuje jego wielkość wg. wzoru:

$$r = f_i \cdot C_i \text{ lub } r = P_i \cdot C_i \quad (1)$$

gdzie:

- P_i – prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia dla i-tego scenariusza,
- f_i – częstość zdarzenia dla i-tego scenariusza,
- C_i – skutki (koszty) dla i-tego scenariusza.

Na rysunku 6 przedstawiono możliwe scenariusze w zależności od rodzaju czynników ryzyka.

W tab. 2 pokazano skale punktowe oceny negatywnych skutków dla asymetrycznej matrycy ryzyka.

Skale punktowe prawdopodobieństwa realizacji ryzyka:

Bardzo małe	< 0,1	1 pkt
Małe	0,1÷0,3	2 pkt
Średnie	0,3-0,6	3 pkt
Duże	0,6-0,9	4 pkt
Bardzo duże	>0,9	5 pkt

W tab. 3 pokazano asymetryczną matrycę ryzyka.

Kategorie ryzyka w skali trójstopniowej przedstawiają się następująco:

Tabela 2. Skala punktowa oceny skutków realizacji ryzyka
Tab. 2. Point scale of impact assessment of the risk

Bardzo duże 10 pkt	strata > 5 mln zł, brak realizacji kluczowych celów, naruszenie dobra zdrowotnego konsumentów, negatywne doniesienia medialne w publikacjach krajowych;
Duże 8 pkt	straty 1 – 5 mln zł, brak realizacji niektórych celów, dolegliwości zdrowotne konsumentów, wzmianki w mediach ogólnokrajowych;
Średnie 6 pkt	straty 0,25 – 1 mln zł, zakłócenia w działalności, niezadowolenie konsumentów, informacje w mediach regionalnych i lokalnych;
Małe 4 pkt	straty 0,050 – 0,25 mln zł, niewielkie zakłócenia w działalności, ograniczone niezadowolenie konsumentów, wzmianki w mediach lokalnych;
Bardzo małe 2 pkt	straty < 0,050 mln zł, krótkotrwałe zakłócenia w działalności, incydentalne skargi konsumentów, brak odniesienia w mediach.

Tab. 3 Asymetryczna matryca ryzyka
Tab. 3 Asymmetric risk matrix

P		C				
		B. małe	Małe	Średnie	Duże	B. duże
		2	4	6	8	10
Bardzo duże	5	10	20	30	40	50
Duże	4	8	16	24	32	40
Średnie	3	6	12	18	24	30
Małe	2	4	8	12	16	20
Bardzo małe	1	2	4	6	8	10

ryzyko tolerowane 2-16,
 ryzyko kontrolowane 18-30,
 ryzyko nieakceptowalne 32-50.

Asymetryczna matryca ryzyka preferuje wartości strat nad prawdopodobieństwem ich wystąpienia.

Propozycja alternatywnej definicji ryzyka

Klasycznie ryzyko definiowane jest jako iloczyn prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia niepożądanego danego zagrożenia i miary jego skutków lub konsekwencji (wzór 1).

Przyjęcie tego rodzaju definicji skutkuje tym, że w matrycy ryzyko przyjmuje taką samą wartość dla małych P i dużych C, oraz dla dużych P i małych C. Niedogodność tą można korygować poprzez przyjęcie określonych wartości współczynników, co zaprezentowano w pracy [14]. Zakładając, że straty posiadają większy wpływ na wielkość ryzyka zaproponowano jego definicję w następujący sposób:

$$r = P_i \cdot C_i^w \quad (2)$$

gdzie:

w – współczynnik rangi skutków lub konsekwencji zdarzenia niepożądanego, $w \geq 1$

$w = 1,0; 1,10; 1,30; 1,60; 2,00$

Współczynnik „w” zależy od liczby zagrożonych osób lub/i wysokości strat.

Im większe wartości w to tym bardziej dotkliwe straty.

Podsumowanie

- Najbardziej ogólną klasyfikacją ryzyka jest jego podział ze względu na sfery oddziaływania. Wyróżnia się ryzyko biosferyczne (zewnętrzne) – katastrofy naturalne, klęski żywiołowe, oraz ryzyko antroposferyczne (wewnętrzne) – awarie i katastrofy techniczne, błędy decyzyjne operatora systemu.
- Współcześnie przebija się teza, że ryzyko to kolejny składnik związany z kosztami funkcjonowania systemu technicznego. Zarządzanie ryzykiem jest to proces decyzyjny, którego głównym celem jest ochrona interesów przedsiębiorstwa, czyli umożliwienie realizowania jego podstawowych celów oraz zabezpieczenia się przed ewentualnymi skutkami awarii i katastrof lub zmniejszenie ich rozmiaru.
- Asymetryczna matryca ryzyka, bądź zaproponowany nowy wzór (2) definiujący ryzyko, mają charakter dyskusyjny i stanowią zachętę do dalszych przemyśleń w zakresie prawdopodobieństwa i skutków związanych ze zdarzeniami niepożądanymi.
- Warunkiem *sine qua non* zarządzania ryzykiem jest jego identyfikacja połączona z wszechstronną analizą i oceną

kończącą podjętych działań. Diagnoza skutków *ex post* prowadzić powinna do ograniczenia lub eliminacji zdarzeń niepożądanych i ryzyka z nimi związanego.

- Kierunkiem rozwojowym technik analizy ryzyka w sytuacjach kryzysowych dla jednostek samorządu terytorialnego może być Analiza Zagrożeń Ludności i Mienia (ang. People and Property Hazard Analysis – PPHA).

LITERATURA

- [1] Arrow K.J.; Eseje z teorii ryzyka. PWN, Warszawa, 1989.
- [2] Babiarz B.: An introduction to the assessment of reliability of the heat supply systems. Proceedings of the European Safety and Reliability Conference (ESREL 2005), 115-121, International Journal of Pressure Vessels and Piping, Volume 83, Elsevier, Number 4/2006: s. 230-235
- [3] Babiarz B.: Niezawodność podsystemu dostawy ciepła. Wydawnictwo Instytutu Technicznego Wojsk Lotniczych, JOURNAL OF KONBIN, z.3(35) Warszawa 2015, s.15 – 22
- [4] Bizon-Górecka J.; Inżynieria niezawodności i ryzyka w zarządzaniu przedsiębiorstwem. Oficyna Wydawnicza Ośrodka Postępu Organizacyjnego. Bydgoszcz 2001
- [5] Cooper D.F., Gray S., Geoffrey R., Walker P.; Project Risk Management Guidelines. Managing Risk in Large Projects and Complex Procurements. John Wiley & Sons, Ltd. Chippenhams 2005
- [6] Drucker P.F.; Skuteczne zarządzanie, PWN, Warszawa, 1976
- [7] Dymacz A.; Narloch P.: Realizacja zadań systemu dystrybucyjnego w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu na przykładzie odbiorców miasta Krakowa przy wykorzystaniu symulacji statycznej sieci gazowej. Instal nr 10/2013, s. 34-37
- [8] Gawort M., Jezierska E.; Podejście do identyfikowania cech ryzyka wg nurtu ofensywnego. Wyd. Difin, Warszawa, 2008, s. 38-48
- [9] Gołębiowski J.; Zarządzanie kryzysowe w świetle wymogów bezpieczeństwa. Wydawnictwo Szkoły Aspirantów Państwowej Straży Pożarnej. Kraków 2011
- [10] Hopkowicz M.; Pytel K.: Analiza wpływu czynników meteorologicznych na awaryjność sieci ciepłowniczej. Instal nr 10/2008, s. 6-8
- [11] Jajuga K.; Zarządzanie ryzykiem. PWN, Warszawa, 2009
- [12] Makorowski R.; Granice ryzyka. Paradygmat psychologiczny. Oficyna Wydawnicza „Impuls”. Kraków 2008
- [13] Malko J.; Wojciechowski H.: Mapa drogowa ciepłownictwa w Europie do 2050 roku. Instal nr 1/2013, s. 2-6
- [14] Rak J.R.: Wybrane aspekty bezpieczeństwa systemów wodociągowych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej. Rzeszów 2015
- [15] Tapscott D.; Williams A.D.; Wikinomia O.: O globalnej współpracy, która wszystko zmienia. Wydawnictwo Akademickie i Profesjonalne. Warszawa 2008



Można już zamówić prenumeratę Instal na 2017 rok

Wpływ wybranych czynników oraz rozwiązań klimatyzacji na charakterystykę energetyczną zabytkowego budynku

The impact of selected factors and air conditioning solutions on the energy performance of a historic building

ZBIGNIEW TRZECIAKIEWICZ, NATALIA WĄCHAŁA

Wprowadzenie

W przypadku obiektów zabytkowych zakres termomodernizacji jest ograniczony ze względów jakie stawiane są przez konserwatora zabytków. Budynki takie, jak wiadomo, charakteryzuje znaczna energochłonność, a charakterystyka energetyczna wyrażana zapotrzebowaniem energii pierwotnej często znacznie przekracza wartość $EP = 400 \text{ kWh/m}^2\text{rok}$.

W niniejszym artykule przedstawiono wyniki obliczeń zgodnie z metodą przedstawioną w [2], pokazujące jak na wartość charakterystyki energetycznej w przykładowym istniejącym obiekcie zabytkowym wpływają następujące czynniki: rodzaj oszklelenia, sposób ochrony przed zyskami ciepła od nasłonecznienia oraz wybrane systemy wentylacji i klimatyzacji. Wzięto pod uwagę: system wentylacji nawiewno – wywiewnej z klimakonwektorami wentylatorowymi i z belkami chłodzącymi. Dla każdego z systemów oceniono wpływ współpracy z przeponowym gruntowym wymiennikiem ciepła.

Słowa kluczowe: obiekty zabytkowe, wentylacja i klimatyzacja, charakterystyka energetyczna

Thermal modernization of historic buildings is usually limited in scope. The reason is usually the requirements of a restorer. Their energy characteristic performance expressed in primary energy demand often significantly exceeds the value of the $EP = 400 \text{ kWh/m}^2\text{rok}$.

This article presents the results of calculations according to the method described in [2], showing how the following factors affect the value of energy characteristic performance of an existing historic building: type of glazing, method of protection against heat gains from sunlight, and selected ventilation and air conditioning systems. Taken into consideration were: supply – exhaust ventilation system with fan coil units and chilled beams.

For each system, cooperation with the membrane ground heat exchanger was analyzed.

Keywords: historic buildings, ventilation and air conditioning, energy performance

Podjętą decyzję o kompleksowej modernizacji obiektów, w wyniku której oczekuje się zmniejszenia ich energochłonności wyrażanej charakterystyką energetyczną, zadawane są często pytania jaki wpływ na jej wartości mają niektóre czynniki brane pod uwagę przy termomodernizacji, a związane z: konstrukcją budynku, parametrami cieplnymi, czy wyposażeniem technicznym obiektu.

W przypadku obiektów zabytkowych zakres termomodernizacji jest ograniczony ze względów jakie stawiane są przez konserwatora zabytków [1]. Budynki takie, jak wiadomo, charakteryzuje znaczna energochłonność, a charakterystyka energetyczna wyrażana zapotrzebowaniem energii pierwotnej często znacznie przekracza wartość $EP = 400 \text{ kWh/m}^2\text{rok}$. Nie zawsze możliwa jest propagowana przez konserwatorów zabytków, metoda ocieplania „od wewnątrz”, polegająca na umieszczeniu warstwy izolacyjnej wewnątrz budynku.

W niniejszym artykule przedstawiono wyniki obliczeń zgodnie z metodą przedstawioną w [2], pokazujące jak na wartość charakterystyki energetycznej w przykładowym istniejącym obiekcie zabytkowym wpływają następujące czynniki: rodzaj oszklelenia, sposób ochrony przed zyskami ciepła od nasłonecznienia oraz wybrane systemy wentylacji i klimatyzacji. Wzięto pod uwagę: system wentylacji nawiewno – wywiewnej z klimakonwektorami wentylatorowymi i z belkami chłodzącymi. Dla każdego z systemów oceniono wpływ współpracy z przeponowym gruntowym wymiennikiem ciepła.

Charakterystyka analizowanego obiektu

Analizowany obiekt przedstawiony na rys. 1 jest budynkiem zabytkowym, przystosowanym do potrzeb dydaktycznych wyższej uczelni wraz z zapleczem socjalnym. W budynku znajdują się głównie sale wykładowe.

Szczelność budynku można określić jako niską. Wewnętrzna jednostkowa pojemność cieplna budynku odniesiona do powierzchni o regulowanej temperaturze wynosi $260 \text{ kJ/(m}^2\cdot\text{K)}$. Ściany zewnętrzne i wewnętrzne wykonane są z cegły pełnej o współczynniku przewodzenia ciepła $\lambda = 0,77 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$, zostały pokryte warstwą tynku cementowo-wapiennego. Strop oraz podłoga na gruncie wykonane z żelbetu o grubości $30,0 \text{ cm}$ i współczynniku przewodzenia $\lambda = 1,7 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$. Dach czterospadowy o konstrukcji żelbetowej i nachyleniu 45° , pokryty papą dachową o współczynniku przewodzenia $\lambda = 0,18 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$. Okna drewniane tradycyjne o współczynniku przenikania ciepła $U = 3,5 \text{ W/m}^2\text{K}$.



Rys. 1
Analizowany obiekt
zabytkowy
Fig. 1 Analyzed
historic building

System ogrzewania w budynku oparty na kotłowni gazowej. W kotłowni znajduje się jeden niskotemperaturowy kocioł gazowy o mocy 575 kW.

System grzewczy realizowany jest za pomocą ogrzewania konwekcyjnego, w sposób ciągły. Ogrzewanie pomieszczeń realizowane jest za pomocą grzejników wodnych płytowych. Temperatura wody zasilającej wynosi 80°C. Regulacja indywidualna, automatyczna miejscowa.

Budynek wyposażony jest w system wentylacji mechanicznej nawiewno – wywiewnej z odzyskiem ciepła.

Źródłem ciepłej wody jest kocioł gazowy niskotemperaturowy. Ciepła woda jest przygotowywana centralnie. Rozprowadzenie odbywa się systemem rur tworzywowych, z niezainstalowanymi obiegami cyrkulacyjnymi, niezainstalowanymi pionami instalacyjnymi oraz zainstalowanymi przewodami rozprowadzającymi. Instalacja ciepłej wody nie jest wyposażona w zasobnik ciepłej wody.

W budynku znajduje się system oświetlenia, oparty na lampach fluorescencyjnych

Nośnikiem energii dla systemu ogrzewania oraz systemu przygotowania ciepłej wody jest gaz ziemny. Urządzenia pomocnicze oraz wentylacyjne są zasilane energią elektryczną pochodzącą z sieci elektroenergetycznej.

Wpływ rodzaju oszkleń okien budynku oraz urządzeń ochrony przeciwsłonecznej

Rodzaj oszkleń oraz rodzaj urządzeń ochrony przeciwsłonecznej wpływają na wartość wewnętrznych zysków ciepła oraz łączne zapotrzebowanie na energię na cele ogrzewania i chłodzenia.

Na zyski ciepła od nasłonecznienia wpływają głównie:

- indywidualne właściwości oszkleń np. powłoka szyby,
- warunki atmosferyczne,
- pozycja słońca,
- zewnętrzne i wewnętrzne urządzenia ochrony przeciwsłonecznej,
- elementy zintegrowane z budynkiem np. dachy, markizy,

- inne elementy zacięniające tj. drzewa, inne budynki itp.

Obliczono jak na wartość rocznego zapotrzebowania na energię użytkową dla budynku, a w konsekwencji na energię pierwotną, wpłynie rodzaj oszkleń okien. Wzięto pod uwagę trzy rodzaje oszkleń różniące się współczynnikiem przepuszczalności promieniowania słonecznego $g_{gl} = 0,75 \div 0,85$.

Obliczenia zysków ciepła od promieniowania słonecznego przeprowadzono zgodnie z zależnością (59) wg [2]:

$$Q_{sd,H} = \sum_i C_i \cdot A_i \cdot I_i \cdot F_{sh,gl} \cdot g_{gl} \text{ kWh/mies.}$$

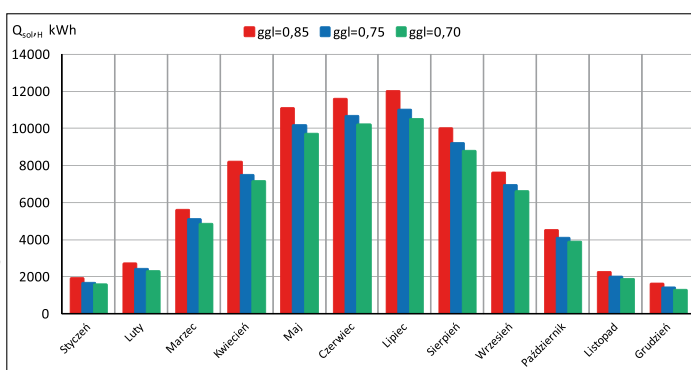
$Q_{sol,H}$ – miesięczne zyski ciepła od promieniowania słonecznego przez okna, drzwi balkonowe lub powierzchnie oszklone

C_i – udział powierzchni oszkleń do całkowitego pola powierzchni okna

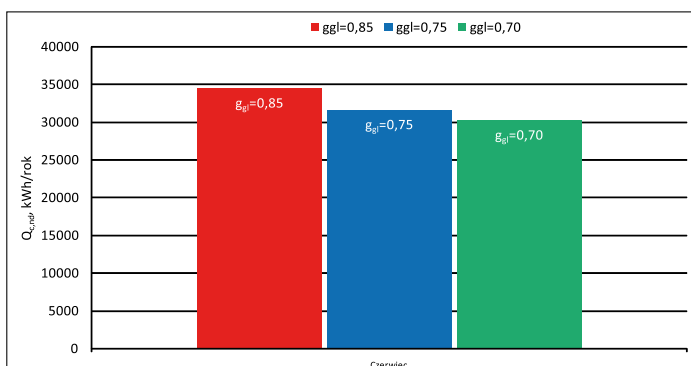
A_i – pole powierzchni okna

I_i – energia promieniowania słonecznego padająca w danym miesiącu na płaszczyznę, w której usytuowane jest okno

Rys. 2
Zyski ciepła od promieniowania słonecznego dla okien o różnym współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego g_{gl}
Fig. 2 Heat gains from solar radiation for windows of varying transmission coefficient of solar radiation g_{gl}



Rys.3
Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do chłodzenia $Q_{c,nd}$
Fig. 3 The annual demand for usable energy for cooling $Q_{c,nd}$



$F_{sh,gl}$ – czynnik redukcji dla ruchomych urządzeń zacięniających

g_{gl} – całkowita przepuszczalność energii słonecznej

Wyniki obliczeń zysków ciepła od promieniowania słonecznego $Q_{sol,H}$ w poszczególnych miesiącach roku dla szyb o różnej wartości współczynników określających całkowitą przepuszczalność promieniowania słonecznego $g_{gl} = 0,75 \div 0,85$ przedstawiono na rys. 2.

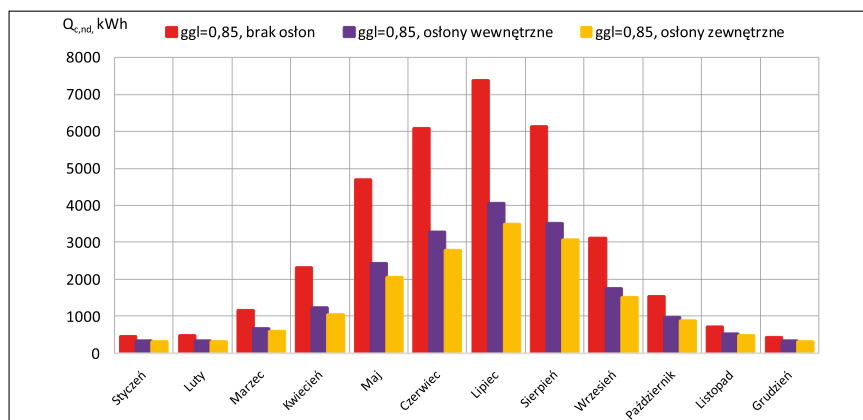
Z danych przedstawionych na rys. 2 wynika, że największą redukcję zewnętrznych zysków ciepła przez przenikanie przez przegrody oszklone osiągnie się przy szybie o współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego $g_{gl} = 0,70$.

W konsekwencji zmniejsza się również roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do chłodzenia budynku $Q_{c,nd}$, zgodnie z zależnością (50) wg [1]:

$$Q_{C,nd} = \sum_z Q_{C,nd,z} \text{ kWh/rok}$$

Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 3. Przyjęto, że w okresie ciepłym temperatura powietrza w pomieszczeniach w strefie chłodzonej obiektu będzie stała równa $t_i = +26^\circ\text{C}$.

Jak wynika z danych przedstawionych na rys. 3, szyby o współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego $g_{gl} = 0,70$ w stosunku do szyb o współczynniku $g_{gl} = 0,85$ przyczyniłyby się w analizowanym obiekcie do zmniejszenia energii użytkowej dostarczonej w ciągu roku do budynku do celów chłodzenia $Q_{c,nd}$ o ok. 13%.



Na rys. 4 przedstawiono zapotrzebowanie na energię użytkową do chłodzenia $Q_{c,nd}$ w rozbięciu miesięcznym przykładowo, dla przypadku szyby o współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego $g_g = 0,85$ wyposażonej w osłony zewnętrzne i osłony od strony wewnętrznej.

Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową Q_u wyznacza się wg zależności (49), [2]

$$Q_u = Q_{H,nd} + Q_{W,nd} + Q_{C,nd} \text{ kWh/rok}$$

$Q_{H,nd}$ – roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do ogrzewania i wentylacji

$Q_{W,nd}$ – roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do przygotowania ciepłej wody

$Q_{C,nd}$ – roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do chłodzenia

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię użytkową EU wyznacza się z zależności (3), [2]

$$EU = \frac{Q_u}{A_f} \text{ kWh/(m}^2 \text{ rok)}$$

A_f – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza

W uproszczeniu określa on ilość energii przenoszonej z budynku do otoczenia przez przenikanie lub z powietrzem wentylacyjnym, pomniejszonej o zyski ciepła [1].

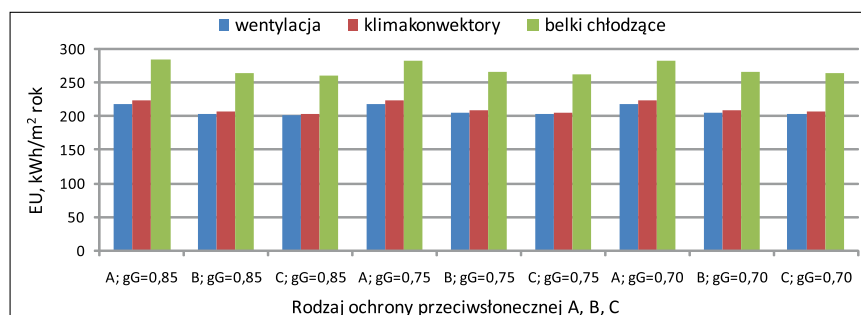
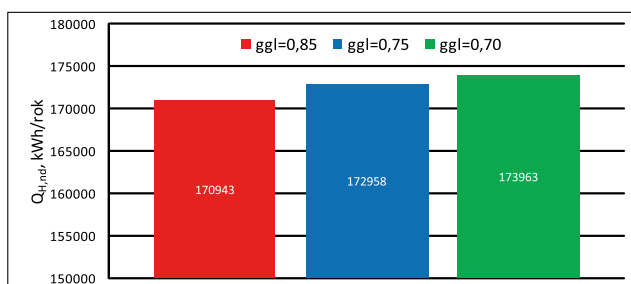
Na rys. 5 przedstawiono jak wartości współczynnika przepuszczalności promieniowania słonecznego g_{gl} wpływają na wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową EU w analizowanym obiekcie zabytkowym.

Analizując dane przedstawione na rys. 5 można stwierdzić, że zmiana rodzaju

szyby w oknach na szyby o mniejszym współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego spowoduje co prawda nieznaczne obniżenie zapotrzebowania na chłód $Q_{c,nd}$ o ok. 1 kWh/m²rok (rys. 3), ale przy jednoczesnym zwiększeniu tego zapotrzebowania na energię na cele ogrzewania i wentylacji $Q_{H,nd}$. Zostało to zilustrowane na rys. 6.

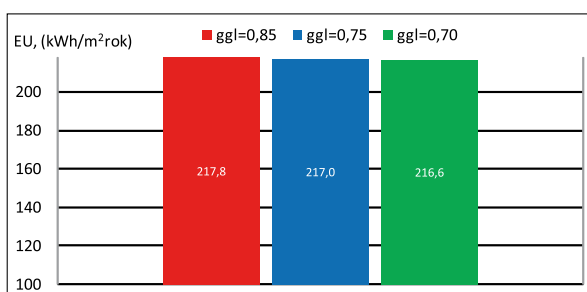
Szyby o mniejszym współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego przynoszą korzyści w okresie ciepłym przyczyniając się do zmniejszenia zysków ciepła od promieniowania słonecznego.

Rys. 6
Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do ogrzewania i wentylacji $Q_{H,nd}$
Fig. 6 The annual demand for usable energy for heating and ventilation $Q_{H,nd}$



Rys. 7
Zapotrzebowanie na energię użytkową przy różnych sposobach wentylacji/klimatyzacji obiektu oraz przy różnych sposobach ochrony przed zyskami ciepła od nasłonecznienia. A – brak ochrony, B – żaluzje wewnętrzne, C – żaluzje zewnętrzne
Fig. 7 The demand for usable energy at different ways of facility's ventilation / air-conditioning and different ways of protection against heat gains from sunlight. A – lack of protection, B – internal blinds, C – external blinds

Fig. 7 The demand for usable energy at different ways of facility's ventilation / air-conditioning and different ways of protection against heat gains from sunlight. A – lack of protection, B – internal blinds, C – external blinds



Rys. 5

Wpływ wartości współczynnika przepuszczalności promieniowania słonecznego g_{gl} na wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową EU
Fig. 5 The influence of transmission coefficient of solar radiation g_{gl} on the value of annual demand indicator for usable energy EU

Rys. 4 Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do chłodzenia $Q_{c,nd}$ dla przypadku okna z szybami o współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego $g_g = 0,85$ wyposażonego w osłony zewnętrzne i osłony od strony wewnętrznej

Fig. 4 The annual demand for usable energy for cooling $Q_{c,nd}$ for the case of window with panes of transmission coefficient of solar radiation $g_{gl} = 0.85$ equipped with external and internal blinds

Jednak w okresie przejściowym i chłodnym ogranicza się w ten sposób strumień ciepła, który obniżył by potrzeby cieplne budynku.

Wpływ rozwiązań wentylacji i klimatyzacji w obiekcie na wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową EU

Wpływ rozwiązań wentylacji i klimatyzacji na wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową wynika z:

- utrzymywania stałej kontrolowanej temperatury powietrza w pomieszczeniach w okresie ciepłym w przypadku działających systemów klimatyzacji w odróżnieniu od pozostającej poza kontrolą tej temperatury w przypadku działania tylko wentylacji mechanicznej bez ochładzania powietrza,

- zróżnicowanych strumieni powietrza dla wentylacji obiektu w przypadku różnych systemów klimatyzacji; w przypadku systemu z klimakonwektorami wentylatorowymi wielkość strumienia powietrza wynika z kryteriów higienicznych, natomiast w przypadku systemów z belkami chłodzącymi strumień powietrza zewnętrznego wynika

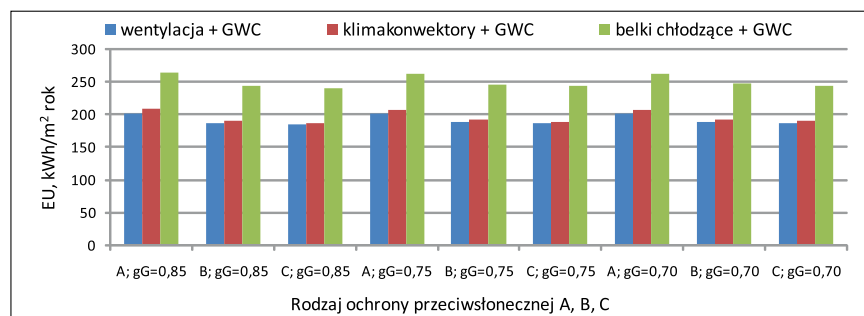
z warunków pracy belek dla usuwania zysków ciepła (strumienie powietrza pierwotnego); są one na ogół większe niż strumienie powietrza wynikające z potrzeb higienicznych pomieszczeń – przydziału powietrza na osobę.

Na rys. 7 przedstawiono wyniki obliczeń wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową EU przyjmując trzy różne rozwiązania wentylacji obiektu: istniejący nawiewno – wywiewny, nawiewno – wywiewny z chłodzeniem w klimakonwektorach wentylatorowych oraz z chłodzeniem z belkami chłodzącymi. Wyniki obliczeń przedstawiono dla szyb o różnym współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego oraz dla różnych sposobów ochrony pomieszczeń przed zyskami ciepła od promieniowania słonecznego.

Na rys. 8 przedstawiono tę zależność przyjmując, że do danego systemu wentylacji/klimatyzacji zostanie dodany gruntowy wymiennik ciepła, umożliwiając w zależności od pory roku podniesienie lub obniżenie temperatury uzdatnianego powietrza zewnętrznego.

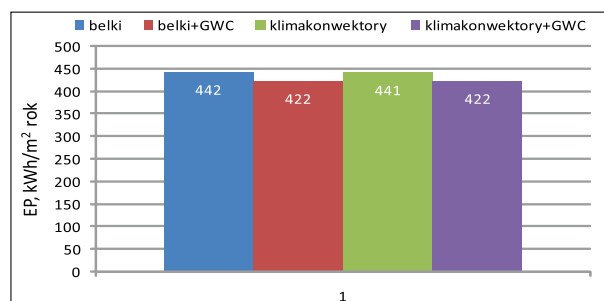
Z danych przedstawionych na rys. 7 i 8 wynika, że najbardziej istotny wpływ na zapotrzebowanie na energię użytkową ma przyjęty system klimatyzacji pomieszczeń obiektu. Większe o ok. 30 % zapotrzebowanie wynika głównie z większego uzdatnianego strumienia powietrza pierwotnego w przypadku systemu z belkami chłodzącymi w stosunku do systemu z klimakonwektorami wentylatorowymi.

Wprowadzenie do układu uzdatniania powietrza gruntowego wymiennika ciepła pozwoliło by na obniżenie tego zapotrzebowania przeciętnie o ok. 10%.



Rys. 8

Zapotrzebowanie na energię użytkową przy różnych sposobach wentylacji/klimatyzacji obiektu oraz przy różnych sposobach ochrony przed nasłonecznieniem z przeponowym wymiennikiem gruntowym (GWC)
Fig. 8 The demand for usable energy at different ways of facility's ventilation / air-conditioning and different ways of protection against sunlight from the membrane ground heat exchanger (GWC)



Rys. 9

Zapotrzebowanie na energię pierwotną przy różnych sposobach chłodzenia obiektu
Fig. 9 The demand for primary energy at different ways of facility's cooling

Na rys. 9 przedstawiono zapotrzebowanie na energię pierwotną dla przypadków klimatyzacji obiektu systemem belek chłodzących oraz klimakonwektorów wentylatorowych, także z wykorzystaniem gruntowego wymiennika ciepła.

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną uwzględnia obok energii końcowej dodatkowe nakłady nieodnawialnej energii pierwotnej na dostarczenie do budynku każdego wykorzystanego nośnika energii lub energii – uzyskane niskie wartości wskazują na niskie zużycie nośników energii i tym samym racjonalne korzystanie z nieodnawialnych zasobów naturalnych i środowiska [1], [2].

$$EP = \frac{Q_p}{A_f} \text{ kWh} / (\text{m}^2 \text{ rok})$$

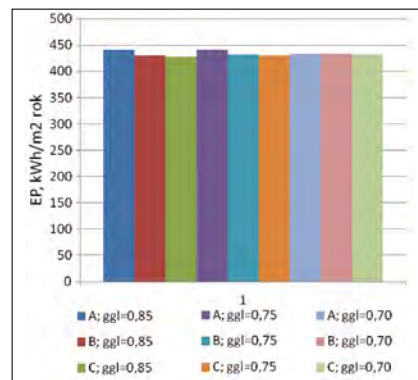
Q_p – roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną dla systemów technicznych, kWh/rok

Należy zauważyć, że wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię końcową określa roczną ilość energii dostarczaną do budynku na potrzeby: ogrzewania, chłodzenia, przygotowania ciepłej wody oraz oświetlenia wbudowanego.

$$EK = \frac{Q_k}{A_f} \text{ kWh} / (\text{m}^2 \text{ rok})$$

Q_k – roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku lub części budynku dla systemów technicznych, kWh/rok

Na rys. 10 przedstawiono przykładowo, wyznaczone w oparciu o [2], zapotrzebowanie analizowanego obiektu na



Rys. 10

Zapotrzebowanie na energię pierwotną przy klimatyzacji obiektu belkami chłodzącymi, przy różnym stopniu ochrony przed nasłonecznieniem oraz różnym współczynniku przepuszczalności promieniowania słonecznego przez oszklenie. A – brak ochrony przed nasłonecznieniem, B – żaluzje wewnętrzne, C – żaluzje zewnętrzne
Fig. 10 The demand for primary energy at facility's air conditioning with chilled beams, at varying degree of protection from sunlight and varying transmission factor of solar radiation through the glazing. A – lack of protection from sunlight, B – internal blinds, C – external blinds

energii pierwotną dla przypadku, gdy obiekt wentyluje się i chłodzi przy pomocy belek chłodzących. Uwzględniono różny stopień przepuszczalności promieniowania słonecznego oraz różny stopień ochrony przeciwslonecznej.

Wnioski

- Poprawa charakterystyki energetycznej budynku zabytkowego charakteryzującego się znacznymi stratami ciepła, poprzez zastosowanie analizowanych w niniejszym artykule elementów nie przynosi oczekiwanych efektów.
- Wprowadzenie do układu klimatyzacji gruntowego wymiennika ciepła może przyczynić się do obniżenia wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną EP jedynie o ok. 5%.
- Rodzaj szyb wyrażony współczynnikiem przepuszczalności promieniowania słonecznego, podobnie jak rodzaj ochrony przeciwslonecznej nie mają istotnego wpływu na wskaźnik zapotrzebowania na energię pierwotną EP.
- Bardziej widoczny wpływ, jednak tylko na wskaźnik zapotrzebowania na energię użytkową EU, posiada wprowadzenie do układu klimatyzacji wymiennika gruntowego.

LITERATURA

- [1] Poradnik w zakresie charakterystyki energetycznej budynków. Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa. Warszawa, marzec 2016, www.mib.gov.pl
- [2] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015, w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej. Dz.U poz. 376

Idea i konstrukcja modeli do badań wpływu korozji na jakość wody

Idea and construction of models for observation of corrosion impact on water quality

TOMASZ LASKOWSKI, JACEK NAWROCKI

Wstęp

Korozja w sieci dystrybucyjnej może pogarszać jakość wody. Dotychczas badania związane z korozją sieci prowadzono na stosunkowo długich odcinkach przewodów albo na tzw. kuponach materiału, z którego zbudowana jest sieć. Nasz pomysł dotyczy badania wpływu korozji na jakość wody przy pomocy modeli bazujących na opitkach metali. Model pozwala zmniejszyć kubaturę konieczną do badań, ponieważ niewielka ilość opitków posiada powierzchnię równoważną długim odcinkom rur. Model podzielony jest na sektory, co pozwala sprawdzać wpływ kilku parametrów wody na zmiany jakości wody pod wpływem zjawisk korozyjnych. Wykazaliśmy doświadczalnie, że zmiany jakości wody następują głównie podczas stagnacji wody. Elastyczność proponowanego modelu pokazano wykorzystując różne materiały stosowane w sieciach dystrybucyjnych (żeliwo, miedź, mosiądz) i badając wpływ różnych parametrów wody na korozję i następujące po tym zmiany jakości wody. Dla żeliwa i miedzi przeprowadzono eksperymenty porównawcze na rzeczywistych rurach.
Słowa kluczowe: korozja, dystrybucja wody, żeliwo, miedź, mosiądz

Corrosion in a distribution network may substantially decrease water quality. So far the investigations of corrosion phenomena were carried out on some relatively long fragments of pipes or with application of coupons of construction materials. The idea presented here consists of using a metal filings based models for determination of corrosion impact on water quality. The model allows decreasing the space requirements for such research compared to application of fragments of pipes. The model is divided into several sectors what allows observing the impact of several parameters of water on its quality. The experiments show that the changes of water quality are observed mainly during periods of stagnations. The flexibility of the model is shown by using it for different materials used in distribution systems (such as cast iron, copper and brass) as well as for different water parameters. The results of the experiments with cast iron and copper were confirmed on pilot station with the real pipes made of the materials.
Keywords: corrosion, water distribution, cast iron, copper, brass

Korozja materiałów wykorzystywanych do transportu wody może w znacznym stopniu modyfikować jej jakość. Począwszy od stacji uzdatniania aż do punktu czerpalnego woda może mieć kontakt z rurami metalowymi, ulegającymi korozji: przeważająca część sieci dystrybucyjnych zbudowana jest z żeliwa i stali, do budowy przyłączy wykorzystywano w przeszłości rury ze stali, galwanizowanej stali jak i ołowiu. Wewnętrzne instalacje wodociągowe mogą składać się m.in. z rur miedzianych jak i galwanizowanej stali. Ponadto korozji ulegać mogą również inne elementy armatury wodnej zbudowanej np. z mosiądzu, brązu [1, 2]. Korozja każdego z tych materiałów może w większym lub mniejszym stopniu pogarszać walory organoleptyczne wody (np. żeliwo, stal, miedź) lub wpływać na uwalnianie pierwiastków oddziałujących negatywnie na zdrowie człowieka (ołów, miedź, mosiądz).

Uwalnianie metali z materiałów do przesyłu wody jest zależne od składu chemicznego wody, parametrów mikrobiologicznych, czasu eksploatacji i warunków operacyjnych [1, 3].

Najbardziej powszechnym sposobem oceny wpływu korozji na jakość wody jest konstrukcja układów składających się z fragmentów rur [1, 4]. Duże układy badawcze składające się z kilkudziesięciometrowych odcinków wiążą się z wysokimi kosztami budowy i eksploatacji, dostępnością do większych powierzchni jak i bardziej skomplikowanymi instalacjami. Z tego względu zdecydowanie częściej prowadzi się badania w skali laboratoryjnej lub na mniejszych stacjach pilotowych. Wielkość instalacji jak i trudności związane z jej budową determinowane są również przez rodzaj badanego materiału. W pracach [5, 6] uwalnianie metali symulowano przy pomocy kuponów umieszczonych w naczyniach. Takie eksperymenty eliminują konieczność konstrukcji jakich-

kolwiek układów, są proste do przeprowadzenia, jednak nie pozwalają na symulację warunków przepływowych.

W niniejszej pracy przedstawiono sposób badania wpływu korozji na jakość wody przy pomocy modeli bazujących na opłatkach metali. W stosunku do układów z fragmentami rur, model pozwala zmniejszyć kubaturę konieczną do badań, ponieważ niewielka ilość opłatków zapewnia powierzchnię odpowiadającą długim odcinkom rur. Natomiast przewagą modelu nad prostymi testami z użyciem kuponów jest możliwość ustalenia zarówno warunków przepływowych jak i stagnujących w zależności od celu badań. Praca [7] opisuje zastosowanie modelu do oceny skutków korozji żeliwa oraz wskazuje na jego zalety i ograniczenia. W niniejszej pracy model testowano również pod kątem badania wpływu korozji miedzi i mosiądzu na jakość wody. Model został wykorzystany również do wyjaśnienia zaniku azotanów sieci z żeliwa i oszacowania ich potencjalnego wpływu na korozję.

Świderska-Broż i Wolska [8] donoszą, iż w wodzie stagnującej dochodzi do powstawania azotu amonowego. W wodach pobranych z wnętrza tuberkuli wykryto stężenie azotu amonowego wynoszące aż 17 mg N/dm³ [9]. Bakterie denitryfikacyjne stanowią znaczną grupę mikroorganizmów zasiedlających wnętrza osadów korozyjnych [10, 11]. Denitryfikacja biologiczna prowadzi do wytworzenia azotu cząsteczkowego, który nie zagraża jakości wody wodociągowej. Zjawisko to obserwowano w pracach [10, 11]. Powstawanie azotu amonowego może się wiązać z reakcjami abiotycznymi azotanów z żelazem metalicznym [12] i/lub produktami korozji zawierającymi Fe (II) (przede wszyst-

kim green rustami) [13]. Jon amonowy jest niepożądany gdyż jest kolejnym czynnikiem powodującym zużycie chloru, może powodować zmiany smaku i zapachu wody.

Tlen uważany jest za główny utleniacz w procesach korozyjnych [1, 3]. Powyższy przegląd literatury pokazuje jednak, iż azotany mogą być silnym utleniaczem w sieci dystrybucyjnej. Jeżeli redukcja azotanów w sieci wynikałaby z chemicznej reakcji z udziałem żelaza, rola azotanów w procesie korozji mogłaby być zdecydowanie większa niż dotąd uważano.

Niniejsza praca ma na celu pokazać elastyczność modelu do badania wpływu korozji materiałów na jakość wody.

Materiały i metody

Układ modelowy zbudowany z plexi składał się z 6 równoległych sektorów (100cm x 4cm x 2,2cm). Na dnie każdego z sektorów umieszczono opłatk badanego materiału. Pojedynczy sektor symulował odrębny fragment rury. Układ modelowy zasilano wodą wodociągową (stężenie tlenu: 8,5 mgO₂/dm³; zasadowość: 3,7 mval/dm³; pH: 7,55; przewodność: 700 µS/cm, azotany 0,8 mgN/dm³), którą poddawano dechloracji na węglu aktywnym, następnie usuwano zawiesinę na filtrze włókninowym (5 µm). Wodę rozdzielano do 6 rurek, które doprowadzały ją do poszczególnych sektorów. Przed każdym z sektorów wbudowany był punkt umożliwiający modyfikację parametrów wody za pomocą roztworów dawkowanych przez pompę perystaltyczną. Prędkość przepływu regulowano za pomocą rotametrów. Bezpośrednio przed jak i po sektorze znajdował się punkt poboru próbki. Schemat blokowy instalacji modelowej przedsta-

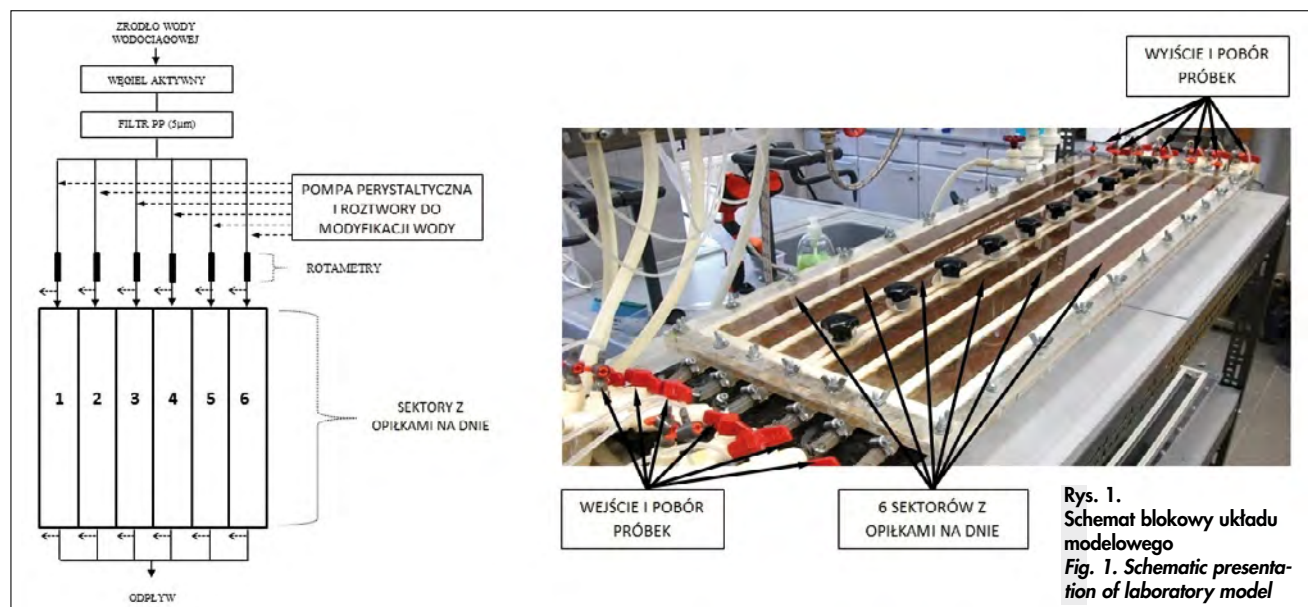
wiono na rysunku 1. Instalację do przesyłu i rozprowadzania wody wykonano z rur polietylenowych.

Eksperymenty przeprowadzono w kilku cyklach:

1. Żeliwo

Celem eksperymentu było wyjaśnienie zjawiska zaniku azotanów podczas stagnacji wody i oszacowanie ich wpływu na korozyjność wody. W sektorach 1-3 umieszczono 110 g opłatków ($S_{BET} = 1,5 \text{ m}^2/\text{g}$). Woda zasilająca sektor pierwszy była pozbawiona środka dezynfekcyjnego, natomiast do wody zasilającej sektor 2 i 3 dawkowano podchloryn sodu uzyskując stężenie chloru pozostałego 0,18 (sektor 2) i 0,53 mgCl/dm³ (sektor 3). W sektorach 4-6 umieszczono 45 g opłatków. W sektorach 5 i 6 modyfikowano stężenie azotanów za pomocą azotanu sodu. Sektory 4-6 zawierały kolejno 0,8; 4,5; 10 mgN-NO₃/dm³ (brak środka dezynfekcyjnego). Podczas eksperymentu panowały warunki przepływowe, które przerywano serią stagnacji o różnym czasie.

Badania pilotowe przeprowadzono na 100 m odcinku silnie skorodowanego przewodu żeliwnego o średnicy 100 mm (wiek ok. 90 lat). Odcinek ten stanowił element rzeczywistej sieci wodociągowej. Badania przeprowadzono w dwóch cyklach po 23 tygodnie każdy. Warunki przepływowe przerywano stagnacjami o różnym czasie. W obu cyklach, wody zasilające stację pilotową zawierały środek dezynfekcyjny (chlor i dwutlenek chloru). Początkowe stężenie środków dezynfekcyjnych w obu eksperymentach wynosiło odpowiednio 0,15-0,30 mgCl₂/dm³ i 0,1 mg ClO₂/dm³ (podczas przepływu wody notowano nieznaczne obniżenie stężenia środka dezynfekcyjnego na wy-



Rys. 1. Schemat blokowy układu modelowego
Fig. 1. Schematic presentation of laboratory model

ściu). Parametry wody zasilającej stację pilotową (stężenie tlenu: $8,00 \text{ mgO}_2/\text{dm}^3$; zasadowość: $2,8 \text{ mval/dm}^3$; pH: $7,30$; przewodność: $503 \text{ }\mu\text{S/cm}$) różniły się nieco od parametrów wody zasilającej układ modelowy.

2. Miedź i mosiądz

Celem eksperymentu była optymalizacja modelu do badań wpływu korozji miedzi i mosiądzu na jakość wody. W sektorach 1-3 umieszczono 50, 100 i 200 gramów opitków mosiężnych ($S_{\text{BET}}=0,4 \text{ m}^2/\text{g}$), sektory 4-6 zostały wypełnione taką samą ilością opitków miedzianych ($S_{\text{BET}}=0,17 \text{ m}^2/\text{g}$). Wszystkie sektory zasilano wodą wodociągową po usunięciu zawiesiny i dechloracji. Dominowały warunki stagnujące. Eksperyment z udziałem 100 g opitków miedzianych powtórzono, prowadząc równolegle badania na nowej rurze miedzianej o długości 1 m i średnicy $1/2''$.

Metody analityczne

Wyznaczanie powierzchni właściwej: pomiar powierzchni właściwej (BET) opitków wykonywano aparatem MICROMETRITICS ASAP 2001 (USA). Przed wykonaniem oznaczeń próbki odgazowywano przez 4–5 godzin w temperaturze 120°C , a następnie badano adsorpcję i desorpcję w temperaturze ciekłego azotu.

Stężenie żelaza w badaniach modelowych oznaczano spektrofotometrycznie metodą z 2,2'-dipyrydylem przy długości fali $\lambda=510 \text{ nm}$ na spektrofotometrze DR2800 firmy Hach.

Miedź i cynk w wodzie analizowano metodą ICP na analizatorze Varian ICP-OES, model Vista-MPX (CCD symultanicznie).

Azotany i azotyny oznaczano metodą chromatografii jonowej przy użyciu systemu chromatograficznego DIONEX ICS-2500 współpracującego z detektorem elektrochemicznym ED 50A wyposażonym w celę konduktometryczną (Dionex, USA). Rozdziału chromatograficznego dokonywano na kolumnie analitycznej IonPac AS19-HC ($4 \times 250 \text{ mm}$) poprzedzonej kolumną ochronną IonPac AG19-HG ($4 \times 50 \text{ mm}$).

Azot amonowy oznaczano metodą kolorymetryczną z salicylanem sodu. Pomiar absorbancji wykonano przy długości fali $\lambda=655 \text{ nm}$ na spektrofotometrze DR2800 firmy Hach.

Mętność wody badano za pomocą mętnościomierza 2100P (Hach).

Pomiar stężenia tlenu wykonano za pomocą urządzenia wielofunkcyjne Terminal 740 (InoLab) z elektrodą StirrOX G (WTW).

pH wody mierzono pH-metrem CP-410 (Elmetron) z elektrodą typu ERH-11 (Hydromet).

Przewodność wody mierzono konduktometrem CC-401 z czujnikiem konduktometrycznym EC-60 (Elmetron).

Wyniki i dyskusja

Na wstępie zbadano zależność zmian jakości wody w wyniku korozji różnych materiałów. W przypadku żeliwa i miedzi wyniki odniesiono do badań przeprowadzonych na rzeczywistych fragmentach rur.

Żeliwo

Wpływ ilości opitków, porównanie z odcinkiem rzeczywistym

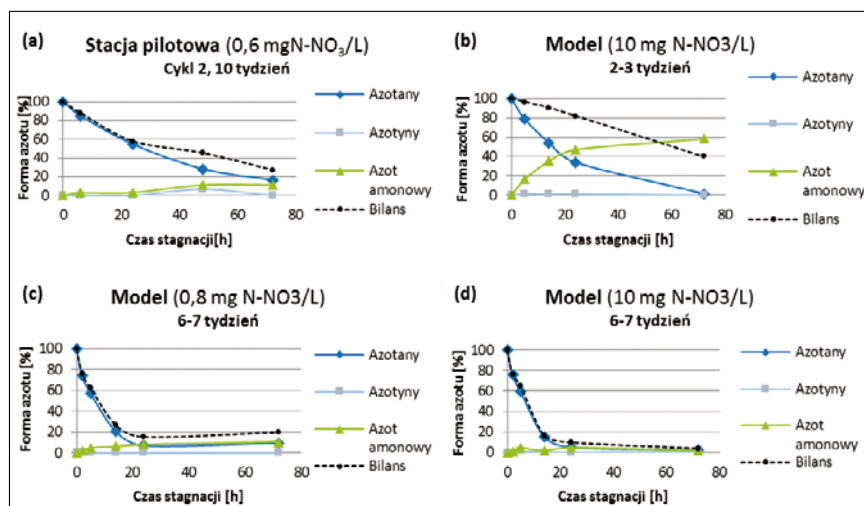
Wyniki z sektorów zawierających różne ilości opitków wykorzystano do określania możliwości regulacji zmian parametrów wody. Podczas stagnacji, wraz ze wzrostem ilości opitków zwiększała się szybkość pogorszenia jakości wody na skutek korozji. Obserwowano wzrost stężenia żelaza, mętności oraz spadek stężenia tlenu. Podczas przepływu zmiany te zachodziły w niewielkim stopniu. Stagnacje przyczyniały się również do zaniku azotanów. W rzeczywistym odcinku obserwowano te same zjawiska.

Wraz ze wzrostem ilości opitków obserwowano wzrost stężenia żelaza ogólnego, mętności, oraz spadek stężenia tlenu. Są to typowe zmiany związane z korozją żeliwa. Podczas przepływu zmiany te zachodziły w niewielkim stopniu. W warunkach stagnujących dochodziło jednak do istotnych zmian wymienionych parametrów wody. Stagnacje przyczyniały się również do zaniku azotanów

oraz wzrostu pH. W rzeczywistym odcinku obserwowano te same zjawiska. Więcej informacji na temat porównania układu modelowego z rzeczywistym odcinkiem żeliwnym podano we wcześniejszych pracach [7, 14].

Azotany

Zarówno w modelu jak i odcinku rzeczywistym wraz z czasem stagnacji dochodziło do redukcji azotanów. Zjawisku temu towarzyszyło pojawienie się azotu amonowego oraz niewielkich ilości azotynów (podczas „pośrednich” czasów stagnacji). W rzeczywistym odcinku ilość powstających form azotu nie równoważyła się z ilością zredukowanych azotanów (rysunek 2a). W układzie modelowym ilość niezbilansowanego azotu zależała od stężenia początkowego azotanów jak i czasu eksperymentu (rysunek 2 b-d). W pierwszych 5 tygodniach eksperymentu wraz ze wzrostem stężenia początkowego azotanów malała ilość azotu niezbilansowanego po stagnacji. Zwiększał się udział formy w postaci azotu amonowego. W sektorze zawierającym $10 \text{ mg N-NO}_3/\text{dm}^3$ po pierwszej stagnacji 72-godzinnej obserwowano niemal stechiometryczną przemianę azotanów do azotu amonowego. Pomiedzy 2 a 5 tygodniem ilość niezbilansowanego azotu zwiększyła się, jednak nadal powstawały stosunkowo duże ilości azotu amonowego. Od szóstego tygodnia we wszystkich sektorach niemal cała ilość zredukowanych azotanów pozostawała niezbilansowana. Przyjęto, iż niezbilansowany azot odpowiada azotowi cząsteczkowemu, który powstaje w wyniku denitryfikacji. Potwierdzają to wyniki uzyskane w sektorach o różnej zawartości środka dezynfekcyjnego w wodzie. W pierwszych tygodniach wzrost stężenia chloru powo-



Rys. 2. Przemiany azotanów podczas okresów stagnacji a) w stacji pilotowej, b-d) w modelu
Fig. 2. Nitrate reactions during stagnations a) in pilot station, b-d) in model

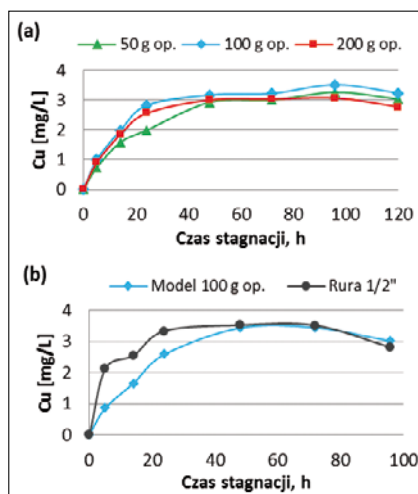
dował zwiększenie udziału abiotycznej redukcji azotanów do azotu amonowego. Wraz ze wzrostem stężenia środka dezynfekcyjnego obserwowano również opóźnienie reakcji biotycznych, jako głównego czynnika powodującego zanik azotanów. Jednak dezynfekcja chemiczna nie zapobiega denitryfikacji w skorodowanych przewodach wodociągowych. Po trzech tygodniach bez względu na zawartość środka dezynfekcyjnego niemal cały zanik azotanów spowodowany był denitryfikacją. Azotany mogą więc pełnić rolę akceptora elektronów jedynie na powierzchni „świeżego” żeliwa. W skorodowanym systemie dystrybucji wody będą one redukowane przede wszystkim do azotu cząsteczkowego drogą denitryfikacji.

Miedź

W celu optymalizacji modelu do badania wpływu korozji miedzi na jakość wody sprawdzono zależność uwalniania miedzi od czasu stagnacji dla 50, 100 i 200 g opitków. Stężenie miedzi wzrastało najwolniej w sektorze zawierającym 50 g opitków. Dla 100 i 200 g szybkość uwalniania miedzi była porównywalna (rysunek 3a). Wraz ze wzrostem ilości opitków zwiększało się zużycie tlenu. Do dalszych badań wykorzystano sektor zawierający 100 g opitków. Zarówno w modelu jak i we fragmencie rury obserwowano z czasem stagnacji wzrost stężenia miedzi (rysunek 3b), spadek stężenia tlenu oraz wzrost pH. Zużycie tlenu w obu układach było mniejsze niż w przypadku żeliwa. Przy najdłuższych okresach stagnacji stężenie tlenu spadło maksymalnie o połowę. Szybkość uwalniania miedzi oraz zaniku tlenu była jednak nieco mniejsza w modelu. Po osiągnięciu stężenia około 3-4 mg Cu/dm³ zarówno w modelu jak i fragmencie rury obserwowano wyrównanie stężeń w późniejszych czasach stagnacji. Niniejsze spostrzeżenia wskazują, iż stężenie miedzi limitowane jest stanem równowagi zależnym od składu wody jak i produktów korozji na powierzchni rury. Jest to zgodne z wynikami prac [15, 16].

Mosiądz

Wraz ze wzrostem ilości opitków zwiększało się zużycie tlenu (największy spadek do 1/3 stężenia początkowego) jak i wzrost pH (do 0,4) podczas stagnacji. Badany stop składał się w 62,4% z miedzi i 36,3% cynku. Ołów występował w stosunkowo niewielkich ilościach – 0,06%. Pierwiałkiem uwalnianym do wody był przede wszystkim cynk, co jest zgodne z wynikami opublikowanymi w literaturze [1, 17]. Ilość opitków nie miała wpływu na



Rys. 3. Uwalnianie miedzi: a) przy różnych ilościach opitków, b) w modelu i fragmencie rury
Fig. 3. Comparison of copper release a) various amount of filings, b) model and real pipe

szybkość uwalniania cynku. Od czwartego tygodnia, po ok. 24 godzinach ustalał się stan równowagi wynoszący od 2 do 4 mg Zn/dm³. Wartość stężenia końcowego zależała od czasu eksperymentu oraz w niewielkim stopniu od ilości opitków. Miedź uwalniała się w bardzo małych ilościach – do 0,15 mg/dm³.

Wnioski

Model oparty o opitki odwzorowuje z dużym podobieństwem zmiany jakości wody wynikające z korozji materiałów służących do dystrybucji wody, pozwalając przy tym na zmniejszenie powierzchni użytkowej koniecznej do badań. Może być użyteczny w analizie procesów zachodzących zarówno w sieci wodociągowej jak i wewnętrznych instalacjach sanitarnych. Wykorzystanie opitków pozwala w jednym modelu badawczym sprawdzać wpływ kilku parametrów wody na zmiany jakości wody pod wpływem zjawisk korozyjnych.

W wyniku korozji żeliwa, zarówno w modelu i rzeczywistej sieci obserwuje się wzrost stężenia żelaza i mętności oraz spadek stężenia tlenu i azotanów.

Chemiczna redukcja azotanów do NH₄⁺ zachodzi tylko na stosunkowo świeżym żeliwie. Redukcja azotanów w skorodowanym odcinku jest przede wszystkim wynikiem denitryfikacji, która prowadzi do powstawania azotu cząsteczkowego. W warunkach przepływowych nie obserwuje się redukcji azotanów.

Korozja miedzi powoduje wzrost stężenia tego pierwiastka. Po pewnym czasie osiągany jest stan równowagi, który nie prowadzi do dalszego wzrostu stężenia miedzi.

Na skutek korozji mosiądzu do wody uwalniany jest przede wszystkim cynk, natomiast stężenie miedzi w wodzie nie ulega istotnej zmianie. Stężenie cynku również determinowane jest przez procesy równowagowe.

BIBLIOGRAFIA

- [1] AWWA Research Foundation, DVGW-Technologiezentrum Wasser, eds. Internal corrosion of water distribution systems, 2nd ed, The Foundation, Denver, CO, 1996
- [2] Rutkiewicz, A. Trwałość armatury mosiężnej w instalacjach wodociągowych – ryzyko odcynkowania, Instal, 2006, 4/5, 16-17
- [3] McNeill, L.S. Edwards, M. Iron Pipe Corrosion in Water Distribution Systems, Journal American Water Works Association, 2001, 93, 88-100
- [4] Eisnor, J.D. Gagnon, G.A. A framework for implementation and design of pilot-scale distribution system, Journal of Water Supply Research and Technology – AQUA, 2003, 52, 501-519
- [5] Zhang, Y. Edwards, M. Anticipating effects of water quality changes on iron corrosion and red water, Journal of Water Supply Research and Technology – AQUA, 2007, 56, 55-68
- [6] Liu, H. Schonberger, K.D. Korshin, G.V. Ferguson, J.F. Meyerhofer, P. Desormeaux, E. Luckenbach, H. Effects of blending of desalinated water with treated surface drinking water on copper and lead release, Water Research, 2010, 44, 4057-4066
- [7] Laskowski, T. Świetlik, J. Raczyk-Stanislaviak, U. Piszora, P. Sroka, M.J., Olejnik, A. Nawrocki, J. Cast iron filings based model for dynamic investigation of corrosion and its compatibility with the real water distribution network, Desalination and Water Treatment, 2016, 57, 8139-8151
- [8] Świdarska-Bróz, M. Wolska, M. Wpływ przerwy w dostawie wody wodociągowej na zmiany jej składu fizyczno-chemicznego, Ochrona Środowiska, 2003, 25, 69-73
- [9] Nawrocki, J. Raczyk-Stanislaviak, U. Świetlik, J. Olejnik, A. Sroka, M.J. Corrosion in a distribution system: Steady water and its composition, Water Research, 2010, 44, 1863-1872
- [10] Wang, H. Hu, C. Zhang, L. Li, X. Zhang, Y. Yang, M. Effects of microbial redox cycling of iron on cast iron pipe corrosion in drinking water distribution systems, Water Research, 2014, 65, 362-370
- [11] Masters, S. Wang, H. Pruden, A. Edwards, M.A. Redox gradients in distribution systems influence water quality, corrosion, and microbial ecology, Water Research, 2015, 68, 140-149
- [12] Huang, Y.H. Zhang, T.C. Effects of dissolved oxygen on formation of corrosion products and concomitant oxygen and nitrate reduction in zero-valent iron systems with or without aqueous Fe²⁺, Water Research, 2005, 39, 1751-1760
- [13] Hansen, H.C.B. Koch, C.B. Nancke-Krogh, H. Borggaard, O.K. Sørensen, J. Abiotic Nitrate Reduction to Ammonium: Key Role of Green Rust, Environmental Science and Technology, 1996, 30, 2053-2056
- [14] Laskowski, T. Sroka, M. Olejnik, A. Biernacki, W. Nawrocki, J. Cast iron filings-based model for observation of nitrate reduction in corroded system, Desalination and Water Treatment, 2016, 57, 19418-19430
- [15] Becker, A. The effect of corrosion inhibitors in drinking water installations of copper, Materials and Corrosion, 2002, 53, 560-567
- [16] Lagos, G.E. Cuadrado, C.A. Letelier, M.V. Aging of Copper Pipes by Drinking Water, Journal American Water Works Association, 2001, 93, 94-103
- [17] Zhang, Y. Edwards, M. Effects of pH, chloride, bicarbonate, and phosphate on brass dezincification, Journal American Water Works Association, 2011, 103, 90-102

Szerokości pęknięć podłużnych a deformacje betonowych przewodów kanalizacyjnych

The longitudinal crack widths and deformation magnitude of concrete sewer pipes

EMILIA KULICZKOWSKA, JOANNA MAZUR

Celem artykułu jest analiza wzajemnych zależności pomiędzy pęknięciem o danej szerokości a towarzyszącą mu deformacją dla różnych średnic betonowych przewodów kanalizacyjnych. Przedstawiono różnice pomiędzy różnymi propozycjami klasyfikacji pęknięć podłużnych i deformacji. Wykazano, że na skutek deformacji rury sztywnej jej średnica pozioma zmienia się o wartość większą niż średnica pionowa. Ponadto udowodniono, że pęknięcie o takiej samej szerokości będzie prowadziło do różnych wielkości deformacji w zależności od średnicy uszkodzonego przewodu, a więc będzie miało zróżnicowany wpływ na ryzyko jego zapadnięcia się. Fakt ten powinien być uwzględniany w klasyfikacji pęknięć podłużnych, poprzez przyjęcie innych dopuszczalnych wartości szerokości pęknięć dla różnych wielkości przekrojów poprzecznych rur. Wskazano na konieczność dokonywania oceny wpływu pęknięć podłużnych i deformacji na stan techniczny przewodu kanalizacyjnego przy uwzględnieniu wzajemnych zależności pomiędzy nimi.

Słowa kluczowe: betonowe przewody kanalizacyjne, rysy podłużne, pęknięcia podłużne, deformacja, ocena stanu technicznego

The purpose of this paper was to analyse the relationship between crack width and deformation of various diameters of concrete sewer pipes. The differences between classification of longitudinal cracks and deformation were demonstrated. It was noted that the horizontal diameter of deformed pipe changes more than the vertical diameter. In addition, it was proved that the crack of the same width leads to various magnitude of deformation depending on the diameter of pipe, therefore it affects differently on sewer collapse risk. This fact should be taken into account in longitudinal cracks classification by assuming different crack width thresholds for various pipe diameters. It was pointed out that the relationship between these defects should be taken into account in assessment the impact of longitudinal cracks and deformation on sewer pipe condition.

Keywords: concrete sewer pipes, longitudinal cracks, longitudinal fractures, deformation, condition assessment

Wstęp

Pęknięcia podłużne betonowych przewodów kanalizacyjnych, powstające na skutek nadmiernego obciążenia, mogą prowadzić do deformacji, a w konsekwencji nawet do jego zapadnięcia się [5]. Całkowite wyeliminowanie niebezpieczeństwa zapadnięcia się konstrukcji jest praktycznie niemożliwe, gdyż może ono pojawić się nieoczekiwanie, jako efekt przypadkowego zdarzenia, niekoniecznie związanego z przyczyną pogarszania się stanu technicznego przewodu, np. pobliskie prace wykopowe, czy nadmierne opady atmosferyczne [19]. Jednak odpowiednio prowadzona strategia inspekcji i odnowy sieci kanalizacyjnych pozwala zmniejszyć ryzyko całkowitej utraty nośności konstrukcji, poprzez podjęcie w odpowiednim czasie działań naprawczych. Kluczowe staje się więc określenie momen-

tu, w którym przewód wymaga interwencji, na podstawie oceny jego stanu technicznego. Tutaj jednak pojawia się problem – wiele państw posiada swoje własne propozycje klasyfikacji uszkodzeń, a uzyskane na ich podstawie wyniki, dotyczące klasy stanu technicznego konstrukcji, znacznie się od siebie różnią [7, 8]. Przeprowadzona przez autorów niniejszej publikacji analiza porównawcza 12 propozycji klasyfikacji uszkodzeń, w odniesieniu do rys/pęknięć podłużnych i deformacji pokazała, że przy zastosowaniu różnych metod otrzymuje się poważne rozbieżności w zakresie klasy stanu technicznego przewodu, co bezpośrednio przekłada się na podjęcie decyzji o konieczności jego ewentualnej odnowy. Powodem tego jest fakt, iż w każdej z nich przyjęto inne wartości graniczne szerokości pęknięcia oraz wielkości deformacji, przypisywane poszczególnym klasom stanu technicznego. Przykładowo według [1] pęknięcie podłużne o szerokości przekraczającej 10 mm uznawane jest za uszkodzenie klasy piątej, a więc najpoważniejsze uszkodzenie, wymagające

natychmiastowej interwencji, podczas gdy zgodnie z [20] stan techniczny przewodu, w którym pojawia się pęknięcie podłużne o szerokości 10-25 mm określany jest jako dobry (trzecia klasa stanu technicznego), niewymagający natychmiastowej odnowy. Podobnie w przypadku deformacji – przewód, w którym zaobserwowano uszkodzenie nie przekraczające wielkości 10%, przypisywany jest wg [13] do 3. klasy stanu technicznego (stan przeciętny), natomiast wg [3] jest to uszkodzenie klasy 0, a więc najpoważniejsze, wymagające natychmiastowej odnowy. Na szczególną uwagę zasługuje podejście przedstawione w niemieckich wytycznych DWA-M 149-3 [3], w których przy ocenie wpływu danej wielkości rysy na stan techniczny przewodu, uwzględniana jest nie tylko sama szerokość pęknięcia, ale także średnica rury – wraz ze wzrostem średnicy, wzrasta dopuszczalna szerokość pęknięcia dla danej klasy uszkodzenia. Zapis ten dotyczy wyłącznie analizy uszkodzeń z uwagą na kryterium statyczno-wytrzymałościowe – pęknięcie o danej szerokości może w mniejszym stopniu zagrażać nośności

dr inż. Emilia Kuliczowska,
mgr inż. Joanna Mazur – Politechnika
Świętokrzyska, Katedra Sieci i Instalacji
Sanitarnych

przewodu o większej średnicy niż w przypadku przewodu o średnicy mniejszej. Może mieć to związek z towarzyszącą temu uszkodzeniu deformacją, która przy tej samej wielkości pęknięcia, będzie osiągała mniejsze wartości w przypadku średnicy większej, co pokazano w dalszej części artykułu. Konieczność analizowania pęknięć podłużnych w powiązaniu z deformacją uwzględniają również metody [13, 21]. W pierwszej znajduje się zapis mówiący o tym, że pojawienie się pęknięć podłużnych w co najmniej trzech z czterech najbardziej wyężonych miejsc (wierzchołek, boki, dno) może wskazywać na nadmierne obciążenie przewodu i uszkodzenie to należy wówczas traktować jako deformację. Natomiast według [21] liczba punktów, przypisywana pęknięciu podłużnemu, bez względu na jego szerokość rozwarcia, powinna zostać zwiększona z 5 na:

- 10 punktów (punktacja odpowiada deformacji z przedziału 5% – 10%) – jeśli pojawiają się 2 lub 3 pęknięcia podłużne na tej samej długości rury,
- 15 punktów (punktacja odpowiada deformacji > 10%) – jeśli pojawiają się 4 pęknięcia podłużne na tej samej długości rury.

Podejście to wydaje się być jednak zbyt dużym uogólnieniem, ponieważ 4 pęknięcia o niewielkiej szerokości rozwarcia nie muszą wcale oznaczać, że stan techniczny przewodu jest poważny i wymaga podjęcia natychmiastowych działań naprawczych. Jeśli grunt wokół przewodu jest wystarczająco sztywny i nie ma w nim pustek powietrznych układ przewód-grunt może w dalszym ciągu przenosić obciążenia [18].

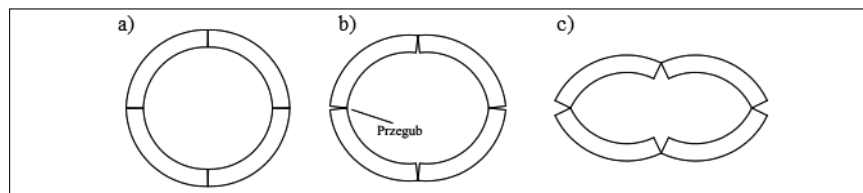
Celem tego artykułu jest zbadanie zależności pomiędzy pęknięciem o danej szerokości a towarzyszącą mu deformacją dla różnych średnic betonowych przewodów kanalizacyjnych. Niektóre z dostępnych metod klasyfikacji rys/pęknięć podłużnych i deformacji z uwagi na kryterium statyczno-wytrzymałościowe, wskazują na potrzebę traktowania tych uszkodzeń jako wzajemnie od siebie zależnych, brak w nich jednak informacji mówiących o tym, na jakiej podstawie przyjmowano wartości graniczne rys/pęknięć podłużnych i deformacji dla poszczególnych klas stanu technicznego i w jaki sposób uwzględniono zależność pęknięcie podłużne – deformacja, co budzi pewne wątpliwości, co do poprawności tych założeń. Określenie teoretycznej wielkości deformacji towarzyszącej pęknięciu o danej szerokości pozwoli stwierdzić, czy podejście zastosowane w wytycznych DWA-M 149-3 [3],

w których dopuszczalna wielkość pęknięcia podłużnego dla danej klasy uszkodzenia zwiększa się wraz ze wzrostem średnicy przewodu, jest słuszne.

Przebieg deformacji przewodów kanalizacyjnych sztywnych

Ze względu na kierunek rozchodzenia się uszkodzeń, rysy i pęknięcia podzielić można na podłużne, obwodowe, ukośne i złożone [6]. Pęknięcia podłużne rur sztywnych o przekroju kołowym, powstające na skutek ich nadmiernego obciąże-

b) rozwój istniejących uszkodzeń – na skutek rozwoju istniejących uszkodzeń stan techniczny przewodu pogarsza się, rysy zwiększają swoją szerokość rozwarcia i stają się pęknięciami (rys.1a). W wyniku infiltracji wód gruntowych przez nieuszczelnności cząstki gruntu przedostają się do wnętrza uszkodzonego przewodu, prowadząc do powstawania pustek powietrznych w otaczającym gruncie [19]. W [14] stwierdzono, iż nośność konstrukcji wynika częściowo z rzeczywistej wytrzymałości rury, a częściowo



Rys. 1.

Przebieg deformacji rur sztywnych: pęknięcie rury (a), niewielka deformacja splekanych fragmentów rury (b), poważna deformacja splekanych fragmentów rury (c)

Fig. 1. Collapse process: cracked pipe (a), minor deformation of cracked pipe (b), severe deformation of cracked pipe (c)

nia, pojawiają się najczęściej w czterech charakterystycznych, najbardziej wyężonych miejscach – w dnie, wierzchołku i bokach. Uszkodzenia te powstają po stronie włókien rozciąganych – w przypadku dna i wierzchołka po wewnętrznej stronie przewodu, w przypadku boków, po stronie zewnętrznej, co utrudnia ich odnotowanie podczas standardowej inspekcji CCTV, pokazującej jedynie wnętrze badanego przewodu. Najczęściej podczas badania widoczne jest pęknięcie podłużne na godz. 12, rysy powstające po bokach, tj. na godz. 3 i 9, stają się widoczne dopiero na skutek pogarszania się stanu technicznego przewodu, natomiast zaobserwowanie ich w dnie jest często niemożliwe z uwagi na przepływające ścieki [19] lub odłożone osady. Rysunek 1 przedstawia teoretyczny przebieg powiększania się pęknięć podłużnych, prowadzący do deformacji, a w konsekwencji do zapadnięcia się przewodu.

Ogólnie w przebiegu deformacji przewodów sztywnych można wyodrębnić trzy etapy:

a) pojawienie się drobnych uszkodzeń – drobne rysy podłużne mogą powstać już na etapie wykonawstwa (np. nieprawidłowe wykonanie podłoża) lub też w wyniku niewłaściwej eksploatacji (np. nadmierne obciążenie przewodu) [19]. Mimo pojawienia się rys podłużnych, przewód może w dalszym ciągu przenosić obciążenia pod warunkiem, że grunt, znajdujący się w jego pobliżu, jest wystarczająco sztywny [18].

z odpowiednio przygotowanego gruntu wokół niej. Również w [15] podkreślono, istotne znaczenie otaczającego gruntu, przy ocenie stanu technicznego przewodu. Stąd też niedostateczne zagęszczenie gruntu wokół rury lub powstawanie pustek powietrznych na skutek jego wymywania może przyczyniać się (rys.1b) do deformacji przewodu [4, 17, 19]. Wciąż jednak przy każdym pęknięciu pozostaje punkt kontaktowy, co powoduje utworzenie się mechanizmu przegubowego [10].

c) dalsze pogarszanie się stanu technicznego przewodu (rys.1c) – utrata wsparcia, w postaci odpowiednio wykonanej obsypki, może w konsekwencji doprowadzić do zapadnięcia się zdeformowanego przewodu. Przyjmuje się, że przy wartości deformacji przekraczającej 10%, prawdopodobieństwo zapadnięcia się przewodu jest bardzo wysokie [2]. Często jednak powodem utraty nośności konstrukcji może być przypadkowe zdarzenie, niekoniecznie związane z przyczyną pogarszania się stanu technicznego przewodu, co dodatkowo utrudnia dokładne określenie momentu, w którym przewód zapadnie się [19].

Analiza zależności wielkości deformacji od szerokości rozwarcia rysy

Przyjmując, że w czterech charakterystycznych miejscach przewodu pojawiają

się pęknięcia podłużne o tej samej wielkości, możliwe jest wyznaczenie teoretycznej wartości deformacji, co przedstawiono między innymi w [9, 12, 16] oraz analiza zależności pomiędzy deformacją a szerokością pęknięcia. Poniższe rysunki (rys. 2 i 3) przedstawiają geometrię rury przed i po jej zdeformowaniu.

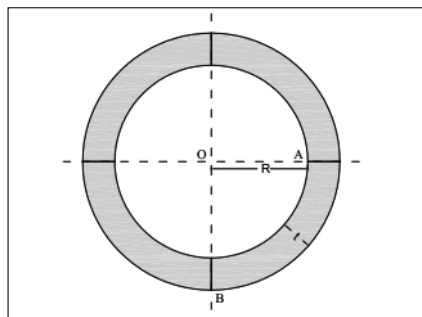
W [9] określono zmiany średnicy pionowej i poziomej splekanego przewodu, jako funkcję kąta rozwarcia pęknięcia w dnie i wierzchołku (przy założeniu, że poszczególne ćwiartki przewodu pozostają w kontakcie po stronie zewnętrznej) oraz po bokach rury (w tym przypadku kontakt pozostaje po stronie wewnętrznej). Równania (podane poniżej) zostały następnie wykorzystane do określenia wielkości deformacji rur sztywnych. Wyniki porównano z rezultatem uzyskanym przy wykorzystaniu Metody Elementów Skończonych, stwierdzając, że są one zgodne [9]. Z kolei w [11] wykazano, że wartość kątowa rozwarcia pęknięcia uzyskana w analizie MES jest identyczna z wartością pomierzoną podczas badań laboratoryjnych.

Wartość C (rys. 3) jest funkcją wewnętrznego promienia rury R i grubości ścianki rury t , zgodnie z równaniem (1):

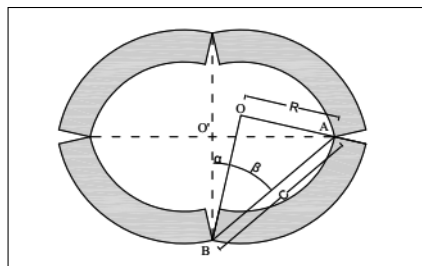
$$C = \sqrt{(t_{pipe} + R)^2 + R^2} \quad (1)$$

Kąt β pomiędzy C a pionem, kiedy rura nie jest jeszcze zdeformowana, definiowany jest jako:

$$\beta = \tan^{-1}\left(\frac{R}{t_{pipe} + R}\right) \quad (2)$$



Rys. 2.
Rura sztywna przed deformacją [9]
Fig. 2. Undeformed rigid pipe geometry [9]



Rys. 3.
Zdeformowana rura sztywna [9]
Fig. 3. Deformed rigid pipe [9]

Natomiast kąt α jest to połowa kąta rozwarcia danego pęknięcia – jego wartość (przy tej samej szerokości pęknięcia) zmniejsza się wraz ze wzrostem średnicy splekanego przewodu.

Zmiany średnic odpowiednio poziomej i pionowej obliczane są ze wzorów (3,4) [9]:

$$\Delta D_h = 2 \cdot (O'A - OA) \quad (3)$$

$$\Delta D_v = 2 \cdot (O'B - OB) \quad (4)$$

Na podstawie geometrii splekanej rury (rys. 3) stwierdzono, że:

$$\sin(\alpha + \beta) = \frac{O'A}{C} \quad (5)$$

$$\sin \beta = \frac{OA}{C} \quad (6)$$

Stąd:

$$O'A = \sin(\alpha + \beta) \cdot C \quad (7)$$

$$OA = \sin(\beta) \cdot C \quad (8)$$

Po podstawieniu do wzoru na ΔD_h i odpowiednich przekształceniach otrzymujemy:

$$\Delta D_h = 2 \cdot C \cdot (\sin(\alpha + \beta) - \sin \beta) \quad (9)$$

Podobnie dla zmiany średnicy pionowej:

$$\cos(\alpha + \beta) = \frac{O'B}{C} \quad (10)$$

$$\cos \beta = \frac{OB}{C} \quad (11)$$

$$\Delta D_v = 2 \cdot C \cdot (\cos(\alpha + \beta) - \cos \beta) \quad (12)$$

Wykorzystując powyższe równania wyznaczono zmiany średnicy pionowej i poziomej, dla różnych średnic przewodów i różnych szerokości pęknięć (rys. 4). Na

skutek powiększających się pęknięć podłużnych, prowadzących do deformacji przewodu sztywnego, średnica pozioma (wartości dodatnie na rys. 4) zmienia się o większą wartość niż średnica pionowa (wartości ujemne na rys. 4). Przykładowo przewód o przekroju poprzecznym 300 mm, w którym występuje pęknięcie o szerokości 2 mm, zwiększa swoją średnicę poziomą o 2,2%, zmniejszając jednocześnie średnicę pionową o 1,6%. Różnica ta powiększa się wraz ze wzrostem szerokości pęknięcia – dla tej samej średnicy przy pęknięciu o szerokości 10 mm przyrost średnicy poziomej wynosi 10,7%, przy zmniejszeniu średnicy pionowej o 8,1%.

Z uwagi na występujące różnice pomiędzy zmianą średnicy pionowej a zmianą średnicy poziomej, konieczne było określenie średniej wartości deformacji. Wielkość tę wyznaczono zgodnie z równaniem (13):

$$d = \frac{D_h^i - D_v^i}{D_h^i + D_v^i} \cdot 100\% \quad (13)$$

gdzie:

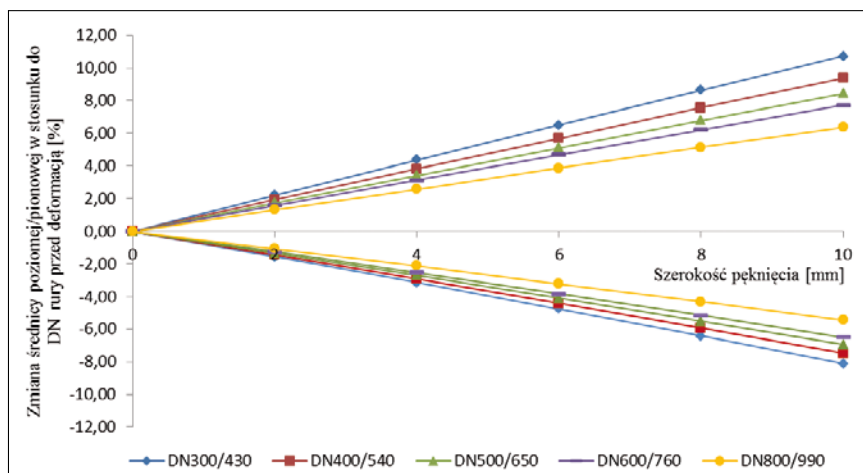
d – deformacja [%]

D_h^i – średnica pozioma zdeformowanej rury [mm]

D_v^i – średnica pionowa zdeformowanej rury [mm]

Analiza uzyskanych wyników

Wyniki analizy zależności wielkości pęknięcia i odpowiadającej mu średniej deformacji przedstawiono na rysunkach 5 i 6. Przyjęto w dokonanych obliczeniach, że w przewodach o przekroju kołowym powstają pęknięcia o szerokościach rozwarcia odpowiednio: 2, 4, 6, 8 i 10 mm. Obliczenia przeprowadzono dla danych geometrycznych rur betonowych, pochodzących od dwóch różnych producentów



Rys. 4.
Zależność zmiany średnicy poziomej/pionowej i szerokości pęknięcia dla różnych średnic przewodów
Fig. 4. Horizontal and vertical diameter change of rigid pipe with increasing width of cracks

– grupa A (rys. 5) i grupa B (rys. 6). Przewody z obu tych grup miały taką samą średnicę wewnętrzną, różniła je natomiast średnica zewnętrzna, z uwagi na inną grubość ścianki rury. Dane geometryczne dla obu grup przewodów przedstawiono w tabeli 1.

Tab. 1. Dane geometryczne dla rur betonowych z grup A i B

Tab. 1. Concrete pipes geometric data for groups A and B

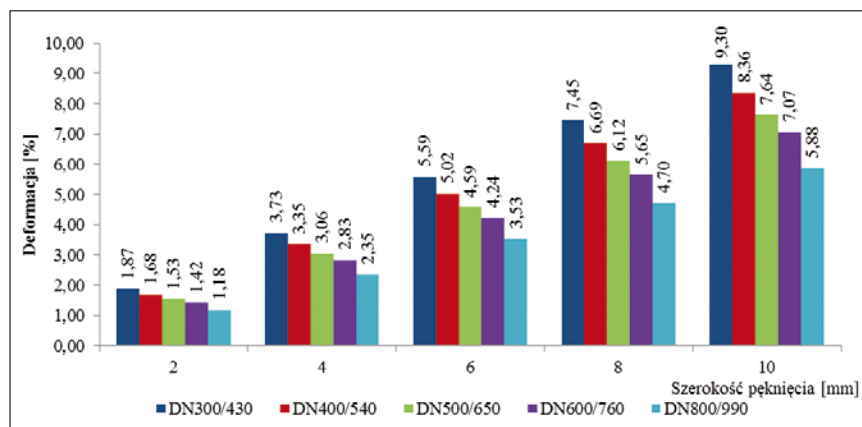
	Średnica wewnętrzna [mm]	Grubość ścianki [mm]	Średnica zewnętrzna [mm]
Grupa A	300	65	430
	400	70	540
	500	75	650
	600	80	760
	800	95	990
Grupa B	200	38	276
	300	50	400
	400	55	510
	500	65	630
	600	75	750
	800	90	980

Analizując wykres (rys. 5) przedstawiający zależność deformacji i szerokości pęknięć dla pięciu różnych średnic rur stwierdzono, że pęknięcie o tej samej szerokości rozwarcia będzie prowadziło do różnych wartości średniej deformacji w przypadku różnych średnic przewodów, przykładowo – teoretyczna wielkość deformacji, towarzysząca pęknięciu o szerokości 10 mm wynosi 9,3% dla przewodu o DN300, podczas gdy w przewodzie o średnicy DN800, pęknięciu o tej samej szerokości odpowiada deformacja 5,9%. Deformacja rury o średnicy DN800 jest więc o 37% mniejsza niż deformacja przewodu o średnicy DN300. Zależność ta jest taka sama bez względu na szerokość rozwarcia pęknięcia.

Na kolejnym wykresie (rys. 6) przedstawiono wyniki dla grupy B. Teoretyczna wielkość deformacji przy pęknięciu o szerokości 10 mm wynosi 11,6% dla przewodu o DN300, podczas gdy w przypadku przewodu o średnicy DN800, pęknięciu o tej samej szerokości odpowiada deformacja 6,2%. Deformacja rury o średnicy DN800 jest więc o 47% mniejsza niż deformacja przewodu o średnicy DN300. Różnica pomiędzy wartościami deformacji, towarzyszącej pęknięciu o danej szerokości, dla poszczególnych wielkości średnic jest więc większa niż w przypadku grupy A (dla porównania odpowiednio 9,3% i 5,9%). Jest to efekt mniejszej grubości ścianki przewodów w grupie B. Pozwala to stwierdzić, że wielkość deformacji, do jakiej prowadzi pęknięcie o danej szerokości, zależy nie tylko od średnicy przewodu, ale także od

grubości ścianki. Dodatkowo w grupie B rury produkowane są już od średnicy DN200, co jeszcze wyraźniej pokazuje jak duża jest różnica pomiędzy teoretycznymi wartościami deformacji, które towarzyszą pęknięciu o tej samej szerokości rozwarcia w przypadku różnych przekrojów poprzecznych przewodów – deformacja rury o średnicy DN800 jest w tym przypadku aż o 60% mniejsza niż deformacja przewodu o średnicy DN200.

się różne klasy uszkodzeń w zależności od średnicy przewodu (tab. 2). Przykładowo rysa o szerokości 3 mm zmienia się z bardzo poważnej (klasa 0 dla DN300), poprzez poważną (klasa 1 dla DN400), aż do przeciętnej (klasa 2 dla DN600). W wytycznych tych nie podano jednak informacji, na jakiej podstawie zostały przyjęte powyższe wartości. Jeśli zróżnicowanie dopuszczalnych szerokości pęknięć dla różnych średnic przewodów związane



Rys. 5.

Zależność deformacji i szerokości pęknięcia dla różnych średnic przewodów (Grupa A)

Fig. 5. Analysis of rigid pipe deformation as a function of width of crack and diameter of pipe (Group A)

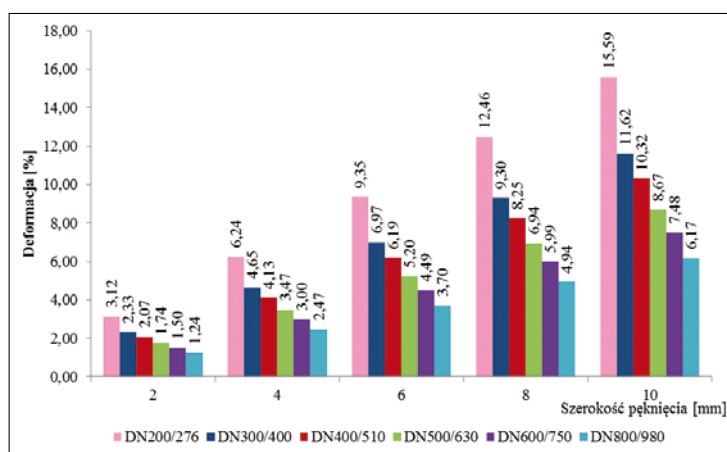
Powyższe wyniki dowodzą, że pęknięcie podłużne o tej samej szerokości rozwarcia będą powodowały większą deformację przewodu w przypadku mniejszej średnicy, a co za tym idzie uszkodzenia te mają zróżnicowany wpływ na stan techniczny przewodu w zależności od wielkości przekroju poprzecznego. Takie podejście do klasyfikacji pęknięć podłużnych przedstawiono w wytycznych niemieckich DWA-M 149-3 [3], w których przyjmuje się, że ta sama szerokość rozwarcia rysy ma zróżnicowany wpływ na nośność przewodów o różnych średnicach. Stąd, przy ocenie stanu technicznego przewodu, z uwagi na kryterium statyczno-wytrzymałościowe, pęknięciu o tej samej szerokości przypisuje

jest z wielkością deformacji, do jakiej te uszkodzenia prowadzą, to pęknięcie zaliczane do danej klasy uszkodzenia powinno prowadzić do takiej samej, bądź przynajmniej zbliżonej, deformacji w każdym przedziale średnic. Przykładowo, minimalne pęknięcie, które uznawane jest już za najpoważniejsze uszkodzenie (klasa 0) zgodnie z poniższymi danymi (tab. 2, wiersze zaznaczone kolorem szarym) wynosi odpowiednio:

- 3 mm – dla DN ≤ 300 mm,
- 5 mm – dla 300 mm < DN ≤ 500 mm
- 8 mm – dla 500 mm < DN ≤ 700 mm.

W tabeli 3 przedstawiono teoretyczne wartości deformacji, towarzyszące pęknięciom o tych szerokościach, dla wybranych

Rys. 6. Zależność deformacji i szerokości pęknięcia dla różnych średnic przewodów (Grupa B)
Fig. 6. Analysis of rigid pipe deformation as a function of width of crack and diameter of pipe (Group B)



Tab. 2. Klasyfikacja pęknięć dla rur sztywnych wg [3]
Tab. 2. Classification of cracks in rigid pipe by [3]

Szerokość rozwarcia pęknięcia	Klasa uszkodzenia	Zakres stosowania
$w < 1 \text{ mm}$	4	Wszystkie średnice
$1 \text{ mm} \leq w < 3 \text{ mm}$	3	
$3 \text{ mm} \leq w < 5 \text{ mm}$	2	
$5 \text{ mm} \leq w < 8 \text{ mm}$	1	
$w \geq 8 \text{ mm}$	0	DN $\leq 300 \text{ mm}^1$
$w < 0,5 \text{ mm}$	4	
$0,5 \text{ mm} \leq w < 1 \text{ mm}$	3	
$1 \text{ mm} \leq w < 2 \text{ mm}$	2	
$2 \text{ mm} \leq w < 3 \text{ mm}$	1	$300 < \text{DN} \leq 500 \text{ mm}^1$
$w \geq 3 \text{ mm}$	0	
$w < 1 \text{ mm}$	4	
$1 \text{ mm} \leq w < 2 \text{ mm}$	3	
$2 \text{ mm} \leq w < 3 \text{ mm}$	2	$500 < \text{DN} \leq 700 \text{ mm}^1$
$3 \text{ mm} \leq w < 5 \text{ mm}$	1	
$w \geq 5 \text{ mm}$	0	
$w < 2 \text{ mm}$	4	
$2 \text{ mm} \leq w < 3 \text{ mm}$	3	
$3 \text{ mm} \leq w < 4 \text{ mm}$	2	
$4 \text{ mm} \leq w < 8 \text{ mm}$	1	
$w \geq 8 \text{ mm}$	0	

¹ – obowiązuje dla pęknięć o długości większej lub równej długości pojedynczej rury, dla rur z betonu niebrojonego lub kamionki

wielkości przekrojów poprzecznych spośród poszczególnych przedziałów średnic.

Na podstawie wyników umieszczonych w tabeli 3 stwierdzono, że pęknięcia podłużne zaliczane do tej samej klasy uszkodzeń prowadzą do powstawania różnych wielkości deformacji, mimo zróżnicowania ich wpływu z uwagi na wielkość średnicy przewodu. Potwierdza to wątpliwości, co do prawidłowości przyjętych w wytycznych wartości granicznych szerokości pęknięć podłużnych. Choć samo podejście, polegające na uwzględnieniu przy ocenie wpływu danej wielkości pęknięcia podłużnego średnicy przewodu, jest słuszne, wymaga dodatkowych analiz, które pozwolą na ustalenie prawidłowych dopuszczalnych wartości pęknięć, popartych odpowiednimi danymi.

Podsumowanie

Na podstawie przeglądu literatury i powyższych wyników stwierdzono, że pęknięcia podłużne i deformacje przewodów sztywnych powinny być analizowane wspólnie, przy uwzględnieniu wzajemnej relacji między nimi. Znając kąt rozwarcia, a co za tym idzie również szerokość szczeliny, możliwe jest wyznaczenie zmian średnicy poziomej i pionowej przewodu. Pokazano, że w przypadku rur betonowych zmiany te nie są tożsame, tj. pozioma średnica przewodu zmienia się na skutek deformacji o wartość większą niż średnica pionowa. Uwzględniając to zróżnicowanie wyznaczono uśrednioną wartość deformacji, towarzyszącej pęknięciom o danej szerokości dla pięciu (grupa A) i sześciu (grupa B) różnych średnic. Przewody

Tab. 3. Porównanie deformacji powodowanych przez pęknięcia uznawane wg DWA-M 149-3 [3] za uszkodzenia klasy 0

Tab. 3. The comparison of deformation caused by cracks recognised according to DWA-M 149-3 [3] as 0 class defect

DN [mm]	Szerokość pęknięcia [mm]	Klasa uszkodzenia (pęknięcie podłużne) wg [3]	Średnia deformacja przewodu [%]
300	3	0	2,8
400	5	0	4,2
600	8	0	5,7

z poszczególnych grup, których dane geometryczne pochodzą od dwóch różnych producentów rur betonowych, miały taką samą średnicę wewnętrzną (z wyjątkiem DN 200, która występuje tylko w grupie B), różniła je natomiast grubość ścianki rury, a co za tym idzie również średnica zewnętrzna. Rury o mniejszych grubościach ścianek osiągały, przy tych samych szerokościach pęknięć podłużnych, większą wartość deformacji niż rury, w których grubość ścianki jest większa. Dodatkowo, w przypadku obu grup przewodów, wielkość deformacji, powodowana przez pęknięcie podłużne o tej samej szerokości, jest różna w zależności od średnicy przewodu. Nasuwa się więc wniosek, że pęknięcia podłużne o tej samej szerokości mają zróżnicowany wpływ na stan techniczny przewodu, z uwagi na kryterium statyczno-wytrzymałościowe. Spostrzeżenie to zostało uwzględnione w klasyfikacji pęknięć podłużnych wg wytycznych niemieckich DWA-M 149-3 [3], gdzie przypisywana klasa uszkodzenia, w przypadku, gdy długość pęknięcia jest co najmniej równa długości pojedynczej rury, jest różna dla poszczególnych średnic przewodów betonowych i kamionkowych. Nie podano jednak danych, które potwierdzałyby słuszność przyjętych wartości granicznych szerokości pęknięć dla poszczególnych przedziałów średnic. Powyższa analiza udowodniła, że pęknięcia uznawane wg DWA-M 149-3 [3] za uszkodzenia tej samej klasy powodują powstawanie różnych wielkości deformacji, a więc mają zróżnicowany wpływ na ryzyko zapadnięcia się przewodu. Problem ten będzie dalej analizowany, konieczne jest bowiem sprawdzenie, na ile teoretyczne wartości deformacji, towarzyszące pęknięciu o danej szerokości rozwarcia, odpowiadają wartościom rzeczywistym, odnotowywanym podczas inspekcji betonowych przewodów kanalizacyjnych. Wskazane jest również ustalenie nowych wartości granicznych dla pęknięć podłużnych i deformacji odpowiadających poszczególnym klasom stanu technicznego przewodu, przy uwzględnieniu wzajemnej relacji pomiędzy tymi uszkodzeniami. Należy uwzględnić przy tym podejście zaproponowane w wytycznych niemieckich DWA-M 149-3 [3], dotyczące zróżnicowania dopuszczalnych szerokości pęknięć podłużnych w zależności od średnicy przewodu.

LITERATURA

- [1] Centre for Expertise and Research on Infrastructures in Urban Areas (CERIU): Manuel de Standardization des Observations, 2nd Ed., CERIU, Montreal, Quebec, Canada, 2004
- [2] Davies J., Clarke B., Whiter J., Cunningham R.: Factors influencing the structural deterioration and collapse of rigid sewer pipes. Urban Water 3(1-2), 2001, p. 73-89
- [3] DWA-M 149-3 Zustandserfassung und -beurteilung von Entwässerungssystemen außerhalb von Gebäuden, Teil 3: Zustandsklassifizierung und -bewertung, November 2007
- [4] <http://www.unitrac.com/know-how/fachbuecher/rehabilitation-and-maintenance-of-drains-and-sewers/damage-its-causes-and-its-consequences/cracks-pipe-breaks-collapse-en/longitudinal-cracks/description-of-damage-en>
- [5] John van Rijn: Maintaining Sewer Systems, INDEVELOPMENT, 2006 (<http://www.indevelopment.nl/PDFfiles/maintainingSewerSystems.pdf>)
- [6] Kuliczowska E.: Analiza rys i pęknięć w przewodach kanalizacyjnych badanych metodą CCTV, Inżynieria i Budownictwo, R. 72, nr 1, 2016, s. 16-19
- [7] Kuliczowska E.: Możliwe rozbieżności w ocenach stanu technicznego przewodów kanalizacyjnych, Instal, nr 10, 2014, s. 79-82
- [8] Kuliczowski A.: Uwagi krytyczne dotyczące stosowanych klasyfikacji uszkodzeń przewodów kanalizacyjnych, Instal Nr 4, 2007, s. 42-47
- [9] Law T.C.M.: Behaviour of tight fitting flexible pipe liner under earth loads, 35 thesis for the degree of Doctor of Philosophy, University of Western Ontario, London, Ontario, Canada, 2004
- [10] Law T.C.M., Moore I.D.: Kinematic response of damaged rigid sewer under earthload, Proc. of Annual Conference, Canadian Geotechnical Society, Niagara Falls, ON, October 2002
- [11] Law T.C.M. and Moore I.D.: Numerical modeling of tight fitting flexible liner in damaged sewer under earth loads, Tunneling and Underground Space Technology, 22, 2007, s. 655-665
- [12] Law T.C.M., Moore I.D.: Response of repaired sewers under earth loads, Transportation Research Record, No. 1845, 2003, p. 173-181
- [13] New Zealand Pipe Inspection Manual, 2006
- [14] Olliff J. L.: Factors of safety in the structural design of large sewers. Proceedings of the 1st international symposium on urban drainage systems, Southampton, September 1992
- [15] Serpente P. E.: Understanding the modes of failure for sewers. W. A. Macaitis (Ed.), Urban drainage rehabilitation programs and techniques selected papers on urban drainage rehabilitation from 1988-1993. New York: ASCE, 1994
- [16] Tan Z.: Nonlinear finite element study of deteriorated rigid sewers including the influence of erosion voids, Thesis (Master, Civil Engineering) Queen's University, 2007
- [17] Tan Z., Moore I.D.: Effect of backfill erosion on moments in buried rigid pipes, Transportation Research Board Annual Conference, Washington D.C. January 2007
- [18] Trott J. J., Nath P., O'Reilly M. P.: Longitudinally cracked pipes and their structural capacity., Restoration of sewerage systems. London, 1982
- [19] WRc Sewerage Rehabilitation Manual, Fourth Edition. Volume I – Rehabilitation planning, Water Research Centre, U.K., 2001
- [20] WRc Sewerage Rehabilitation Manual, Second Edition, Water Research Centre, U.K., 1994
- [21] Zhao J.Q., McDonald S.E., Kleiner Y.: Guidelines for Condition Assessment and Rehabilitation of Large Sewers, Institute for Research in Construction, National Research Council of Canada, 2001 (NRCC 45130)

auma®

Solutions for a world in motion

SIPOS
AKTORIK

DREHMO
VALVE ACTUATORS

auma®
Drives

auma®
Industry + Marine



Napęd typu SA ze sterownikiem AC.2



Napęd zmiennoprędkościowy typu SEVEN



Napęd wieloobrotowy ze sterownikiem i-matic



Napędy zmiennoprędkościowe typu SD, SDL, SDQ

CENTRALA

AUMA Polska Sp. z o.o.

ul. Komuny Paryskiej 1 d
41-219 Sosnowiec

Tel. + 48 32 783 52 00

Fax + 48 32 783 52 08

www.auma.com.pl

Biuro regionalne Zachód

ul. Turkusowa 2

62-300 Września

Tel. + 48 61 640 01 35

Fax + 48 61 640 01 35

Biuro regionalne Wschód

ul. Bysławska 414

04-994 Warszawa

Tel. + 48 22 612 67 60

Fax + 48 22 612 74 87

Biuro regionalne Północ

ul. Dąbrowskiego 48

84-230 Rumia

Tel. +48 58 667 30 95

Fax + 48 58 667 30 96

EagleBurgmann

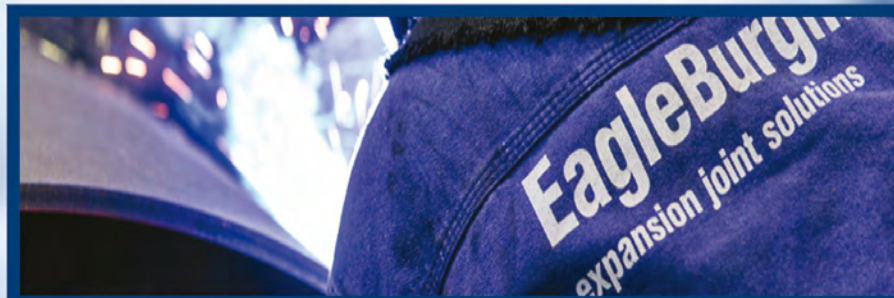
Lider w technice
uszczelnień



i kompensacji
przemieszczeń



www.eagleburgmann.pl



EagleBurgmann Poland sp. z o. o.

Al. Jerozolimskie 200

02 - 486 Warszawa

Tel. 22 535 16 00

Fax. 22 535 16 48

E-mail: biuro@pl.eagleburgmann.com



EagleBurgmann®
Rely on excellence