

Optymalizacja doboru mocy elektrociepłowni biomasowej z modułem ORC w projekcie modernizacji ciepłowni komunalnej z kotłami węglowymi typu WR

Optimal sizing of biomass-fired ORC cogeneration block in the project of modernization of municipal heat plant with coal-fired WR type boilers

MATEUSZ ŚWIERZEWSKI, JACEK KALINA

DOI 10.36119/15.2019.12.1

Problemem omawianym w niniejszej pracy jest optymalny dobór opalanej biomasą jednostki kogeneracyjnej opartej na technologii ORC do istniejącej ciepłowni miejskiej opalanej węglem. W zadaniu uwzględnia się określone dla miejsca instalacji ograniczenia techniczne, ekonomiczne i ekologiczne. Jako przypadek referencyjny przyjęto ciepłownię komunalną w Krośnie. W oparciu o doświadczenia operacyjne zainstalowanej tam jednostki kogeneracyjnej przeprowadzono badania optymalizacyjne w celu zbadania wpływu aktualnych warunków ekonomicznych i prawnych na optymalny dobór mocy układu kogeneracyjnego. Uwzględniono różne ceny energii elektrycznej, biomasy i węgla oraz wpływ ceny EUA (European Emission Allowance).

Słowa kluczowe: Organiczny Obieg Rankine'a; ORC, biomasa; generacja rozproszona; efektywność energetyczna; ciepłownictwo.

The problem discussed in this paper is optimal sizing of biomass-fired ORC cogeneration unit into existing coal-fired district heating plant under given site-specific technical, economic and ecological constraints. In this paper the municipal heating plant in Krosno is taken into account as the reference case. Basing on the operational experiences from this unit an optimisation study has been performed in order to examine the influence of current economic and legal conditions on the optimal design characteristics of the plant. Different electricity, biomass and coal prices are taken into account as well as the influence of the EUA (European Emission Allowance) price is examined.

Keywords: Organic Rankine Cycle; ORC; biomass; distributed generation; energy efficiency; district heating.

Wprowadzenie

Stale zaostrzane przepisy Unii Europejskiej w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń czy wyczerpywanie się zasobów naturalnych węgla to główne przyczyny transformacji energetycznej która obecnie dzieje się na naszych oczach. Sektorem, w którym obecnie obserwuje się znaczący przyrost działań modernizacyjnych jest ciepłownictwo systemowe, które jak powszechnie wiadomo oparte jest głównie na węglu. W efekcie działań związanych z redukcją emisji gazów będących produktami procesu spalania, poprawą efektywności energetycznej oraz obniżaniem

kosztów związanych w emisją CO₂ wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych podejmuje działania w zakresie modernizacji majątku wytwórczego. W większości przypadków wiąże się to ze zmianą konfiguracji układu technologicznego, wdrożeniem nowych technologii w tym kogeneracji i trójgeneracji. Obecnie w Polsce obserwuje się dwa główne kierunki takich działań. W ramach pierwszego ciepłownie węglowe przekształcane są do postaci elektrociepłowni przez wdrożenie modułu kogeneracji gazowej, zwykle opartej na silniku tłokowym. Zwiększa to efektywność i elastyczność pracy układu a przede wszystkim pozwala wytworzyć własną energię elektryczną, spełniając przy tym

wszystkie normy emisyjne. Kierunkiem drugim jest budowa układu technologicznego opalanego biomasą, bądź w postaci kotła na biomasę bądź też w postaci bloku elektrociepłowniczego. Z coraz większym zainteresowaniem spotykają się również rozwiązania wykorzystujące promieniowanie słoneczne, pompy ciepła i zasobniki ciepła.

W zakresie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej z biomasy dostępnych jest obecnie kilka rozwiązań technologicznych, a wybór właściwego dla danego systemu ciepłowniczego nie jest zadaniem łatwym. Szczególnie dotyczy to układów w małej skali w rozproszonych systemach ciepłowniczych,

mgr inż. Mateusz Świerzewski, ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-0911-4077> – Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Gliwice, e-mail: mateusz.swierzewski@polsl.pl

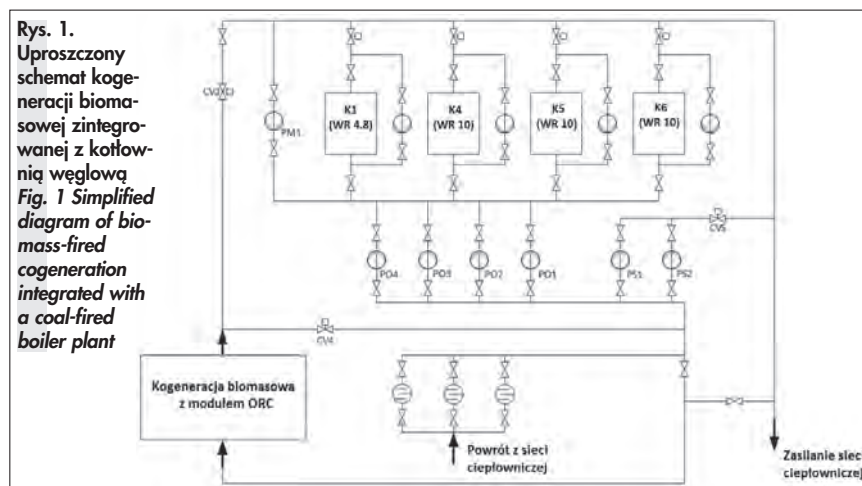
dr hab. inż. Jacek Kalina, prof. nzw. w Pol. Śl., ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-5153-0974> – Politechnika Śląska, Instytut Techniki Ciepłej, Gliwice, e-mail: jacek.kalina@polsl.pl

w których planuje się wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów surowca. Jednym z możliwych rozwiązań jest tu technologia organicznego obiegu Rankine'a (ORC), którą omówiono w [1]. W praktyce moduły ORC zintegrowane z kotłami na biomasę stanowią w Europie najbardziej rozpowszechnioną technologię w małych elektrociepłowniach komunalnych. W pracach [2, 3] Tartière i współpracownicy stwierdzili, że łączna moc zainstalowana elektrowni ORC w 2016 r. przekroczyła 2,7 GW w ponad 705 projektach, w których rozmieszczono 1754 jednostki ORC. Udział elektrowni opalanych biomasą wynosi 11%. W 332 biomasowych blokach ORC zainstalowano 301 MW mocy elektrycznej. Zainstalowana moc elektryczna pojedynczego układu mieści się w przedziale od 0,2 do 13,0 MW. Większość systemów ma jednak moc poniżej 1,5 MW. W Polsce zrealizowano 11 projektów tego typu, przy czym wszystkie moduły ORC pochodzą od jednego wytwórcy, włoskiej firmy Turboden s.r.l. Przykładem jest tu projekt zrealizowany w latach 2012 – 2013 w Miejskim Przedsiębiorstwie Gospodarki Komunalnej w Krośnie, gdzie do istniejącej kotłowni węglowej dobudowano blok kogeneracyjny z kotłem biomasowym firmy VAS oraz modułem ORC Turboden 14 CHP SPLIT. Inwestycja przyczyniła się do redukcji zużycia węgla o około 15 tys. Mg/rok, wytwarzając przy tym ponad 7 tys MWh energii elektrycznej powstałej ze spalania lokalnych zasobów biomasy [4]. Jednakże aspekty ekonomiczne w tego typu rozwiązaniach silnie uzależnione są od systemu wsparcia OZE, systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EUA) czy rynkowych cen biomasy i cen sprzedawanej energii elektrycznej na rynku bilansującym [5].

W niniejszym opracowaniu przedstawiono efekty zabudowy biomasowej jednostki kogeneracyjnej w układ kotłów węglowych, bazując na doświadczeniach eksploatacyjnych *ex post* rzeczywistego układu w zakładzie MPGK Krosno. Przedstawiono również jak modernizacja wpływa na osiągnięte wskaźniki energetyczne, ekonomiczne oraz ekologiczne. Głównym celem opracowania jest optymalizacja doboru wielkości elektrociepłowni biomasowej z modułem ORC dla stanu referencyjnego ciepłowni MPGK Krosno (jeszcze przed modernizacją). Dostęp do zarchiwizowanych danych pomiarowych systemu SCADA Elektrociepłowni Krosno pozwolił na zidentyfikowanie oraz opracowanie kluczowych charakterystyk pracy modułu kogeneracji biomasowej w rzeczywistych warunkach. Ponadto, wykorzystano dane

Tabela 1. Parametry nominalne Elektrociepłowni Krosno

Parametr	Jednostka	Wartość
Moc generatora ORC	kW _e	1400
Moc potrzeb własnych	kW _e	62
Sprawność izentropowa turbiny ORC	%	do 90
Parametry wody w skraplaczu (wlot/wydot)	°C	60/80
Moc cieplna skraplacza	kW _{th}	5100
Moc cieplna odzysku ciepła z kondensacji spalin	kW _{th}	800
Sumaryczna moc kogeneracji biomasowej	kW _{th}	5900
Zużycie biomasy (50% zaw. wilgoci w paliwie)	kg/h	2935
Sprawność elektryczna obiegu ORC	%	18,7
Sprawność kotła biomasowego	%	85
Moc kotłów WR10 (K2,K3,K4)	MW _{th}	10
Moc kotła WR4.8 (K1)	MW _{th}	5
Sprawność nominalna kotłów WR	%	83,5



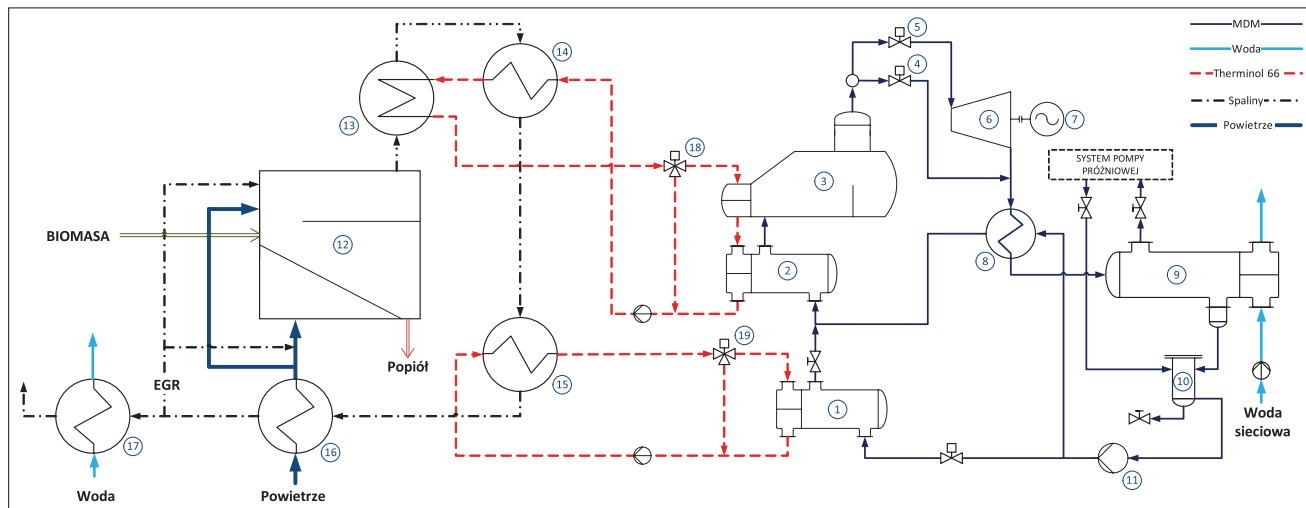
parametrów technicznych podobnych jednostek kogeneracyjnych w różnych zakresach mocy, na podstawie dostępnych danych od producentów podobnych modułów ORC. W analizie założono obecne wartości cen paliw, energii elektrycznej oraz uprawnień do handlu emisją CO₂ jak i również uwzględniono trend zmian ich wartości w kolejnych latach. Zebrane dane eksploatacyjne umożliwiły opracowanie modelu matematycznego na potrzeby zadania optymalizacji doboru mocy elektrociepłowni biomasowej ORC z uwagi na kryterium finansowe. Przeprowadzone obliczenia pozwoliły na weryfikację czy powstały układ w MPGK Krosno po zmianach cen, w tym świadectw pochodzenia energii elektrycznej, jakie zaszczyły w latach 2012 – 2019 znajduje się obecnie w zakresie parametrów optymalnych.

Opis analizowanego układu referencyjnego

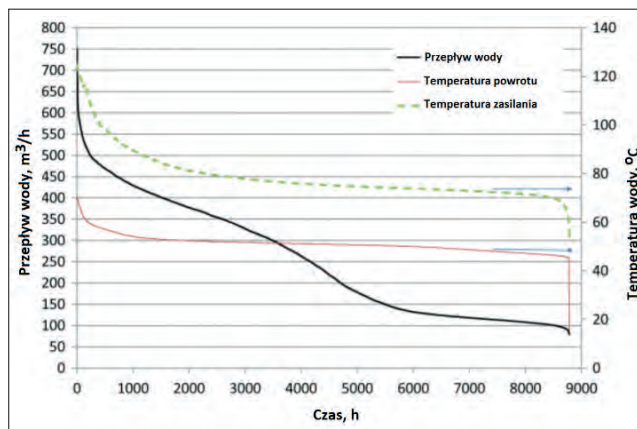
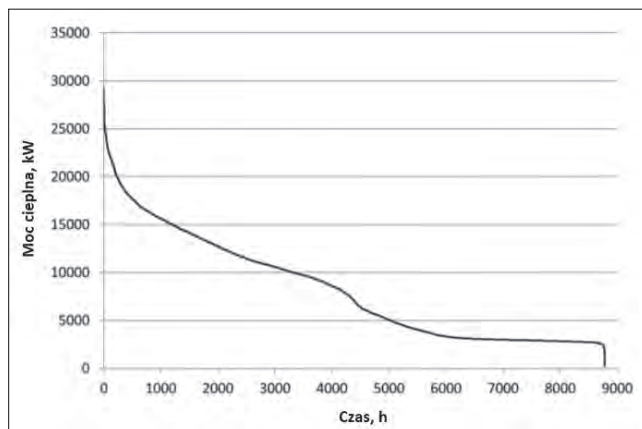
Układ technologiczny elektrociepłowni w Krośnie obejmuje zintegrowane podsystemy składające się z zespołu kotłów wodnych rusztowych typu WR oraz kogeneracji opalanej biomasą. Technologia kogenera-

cyjna składa się z komory spalania biomasy wraz z wymiennikami ciepła oleju termalnego firmy VAS oraz modułu ORC firmy Turboden o mocy elektrycznej znamionowej 1317 kW oraz mocy cieplnej 5350 kW. Sumaryczna moc cieplna zainstalowana elektrociepłowni wynosi 41,5 MW, w tym 34,8 MW stanowi moc zainstalowana w czterech kotłach węglowych. Uproszczony schemat zintegrowanego układu kogeneracyjnego z kotłami węglowymi przedstawia na rys. 1, natomiast parametry nominalne układu przedstawiono w tab. 1.

Moc modułu ORC została dobrana tak, aby w okresie letnim blok elektrociepłowniczy pracował z około 50% swojej mocy znamionowej, będąc przy tym jedynym źródłem ciepła w układzie. Temperatura wody w układzie kogeneracyjnym nie powinna przekraczać 95°C, dlatego w momencie rozpoczęcia sezonu grzewczego, elektrociepłownia pracuje szeregowo z kotłami węglowymi, które dogrzewają wodę do wartości wymaganej zgodnie z charakterystyką sieci ciepłowniczej. Szczytowe obciążenie grzewcze systemu wynosi około 30 MW, a maksymalna temperatura wody przesyłanej do sieci wynosi



Rys. 2. Schemat procesowy biomasowego bloku elektrociepłowniczego z modułem ORC
 (Legenda: 1 – podgrzewacz wstępny MDM typu SPLIT; 2 – podgrzewacz MDM; 3 – parownik MDM; 4 – zawór obejściowy turbiny; 5 – zawór wlotowy turbiny; 6 – turbina; 7 – generator elektryczny; 8 – regeneracyjny wymiennik ciepła cieczy roboczej; 9 – sieciowy podgrzewacz wody/skrapalacz MDM; 10 – filtr; 11 – pompa; 12 – komora spalania biomasy; 13 – podgrzewacz oleju termicznego typu spiralnego; 14 – ekonomizer wysokotemperaturowy; 15 – ekonomizer niskotemperaturowy; 16 – rekuperator/ogrzewacz powietrza do spalania; 17 – jednostka odzysku ciepła utajonego spalin (kondensacja) 18,19 – zawory trójdrogowe oleju termicznego; EGR – układ recyrkulacji spalin)
 Fig. 2. Process identification diagram of biomass-fired ORC cogeneration system
 (Legend: 1 – SPLIT heat exchanger/MDM preheater; 2 – MDM heater; 3 – MDM evaporator; 4 turbine by-pass valve; 5 – turbine inlet valve; 6 – turbine; 7 – electric generator; 8 – working fluid regenerative heat exchanger; 9 – MDM condenser/DH network water heater; 10 – filter; 11 – pump; 12 – biomass combustion furnace; 13 – spiral type thermal oil heater; 14 – high temperature economiser; 15 – low temperature economiser; 16 – recuperator/combustion air heater; 17 – exhaust gas latent heat recovery unit (condensation) 18,19 – thermal oil three-way admission valves; EGR – exhaust gas recirculation)



Rys. 3. a) Uporządkowany wykres zapotrzebowania na ciepło, b) Uporządkowany wykres parametrów w sieci ciepłowniczej
 Fig. 3. a) Duration curve of heat demand, b) Duration curve of parameters in the district heating network

około 125 °C. Uporządkowany wykresy zapotrzebowania na ciepło oraz temperatury sieci ciepłowniczej przedstawiono na rys. 3. Dane te stanowią podstawowy zbiór danych wejściowych zadaniu optymalizacji doboru mocy źródła ciepła.

Optymalizacja doboru mocy kogeneracji biomasowej

Główne zadanie optymalizacji w projekcie nadbudowy węglowej ciepłowni komunalnej blokiem kogeneracyjnym polega na doborze optymalnej mocy bloku kogeneracyjnego ORC. Obecne doświadczenia eksploatacyjne z obiektu w Krośnie dowodzą, że taki system kogeneracyjny

może efektywnie pracować przez długi czas nawet przy zmiennych warunkach obciążenia sieci i właściwości biomasy. Średnia roczna dyspozycyjność układu w latach 2013 – 2018 przekroczyła 90%. Przy projektowaniu układu należy jednak wziąć pod uwagę fakt, iż projekt inwestycyjny jest silnie uzależniony od sytuacji rynkowej w zakresie mechanizmów wsparcia. Każda jednostka ORC, która zostanie zainstalowana w zakładzie, w którym moc zainstalowana wyrażona przez energię chemiczną w paliwie jest większa niż 20 MW, podlega europejskiemu systemowi handlu emisjami CO₂ (EU ETS). W związku z tym uwarunkowania systemu handlu uprawnieniami do emisji

stanowią istotne ograniczenia w zadaniu optymalizacji a obrót uprawnieniami emisyjnymi stanowi jeden z instrumentów wsparcia finansowego dla projektu inwestycyjnego. Ponadto, podstawowym mechanizmem wsparcia funkcjonowania bloku biomasowego są świadectwa pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (zielone certyfikaty). Kolejnym ważnym aspektem jest ustalenie udziału energii elektrycznej, która będzie spożytkowana na potrzeby własne zakładu oraz jaka ilość energii będzie sprzedawana na rynku bilansującym. W ten sposób właśnie zagospodarowywana jest energia wytwarzana w elektrociepłowni w Krośnie. Ważną kwestią jest również

określenie potencjału lokalnego rynku biomasy i oszacowanie ceny paliwa.

Celem optymalizacji jest wybór kluczowych zmiennych decyzyjnych, by uzyskać najkorzystniejszy wskaźnik (funkcję celu), biorąc pod uwagę występujące ograniczenia. Ograniczeniami są m.in.: przebieg obciążenia cieplnego oraz parametry w sieci ciepłowniczej, minimum technologiczne poszczególnych źródeł ciepła, czy właściwości paliw. Zadana funkcją celem jest zatem maksymalizacja wskaźnika ekonomicznego – wartości bieżącej netto (NPV):

$$\max NPV = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (1)$$

$$NPV = \sum_{\tau=1}^N \frac{\Delta CF_{\tau}}{(1+r)^{\tau}} - J_{CHP} \quad (2)$$

Gdzie:

x – niezależna zmienna decyzyjna,
 ΔCF_{τ} – zmiana przepływów pieniężnych po modernizacji,
 r – stopa dyskonta,
 J_{CHP} – nakłady inwestycyjne kogeneracji.

c_{el} – średnia cena sprzedaży energii elektrycznej [zł/MWh];
 ΔG_{CO_2} – lokalne zmniejszenie emisji CO_2 [Mg];
 c_{UEA} – cena uprawnień emisyjnych [zł/Mg];
 ΔK_E – zmiana kosztów emisji zanieczyszczeń [zł];
 ΔK_W – zmiana kosztów operacyjnych w układzie węglowym (wartość ujemna) [zł];
 K_B – koszty operacyjne kogeneracji biomasowej [zł];
 ΔP_d – zmiana podatku dochodowego [zł].

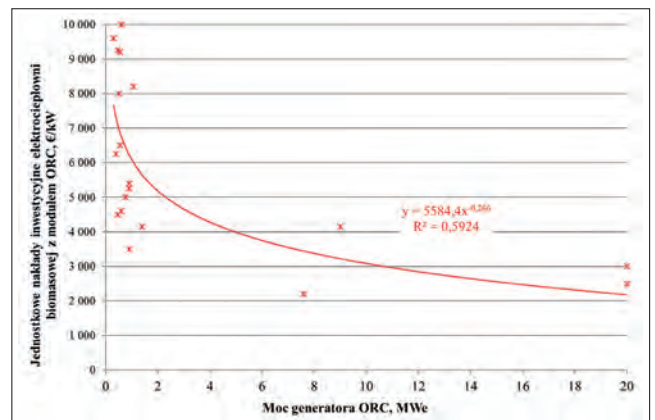
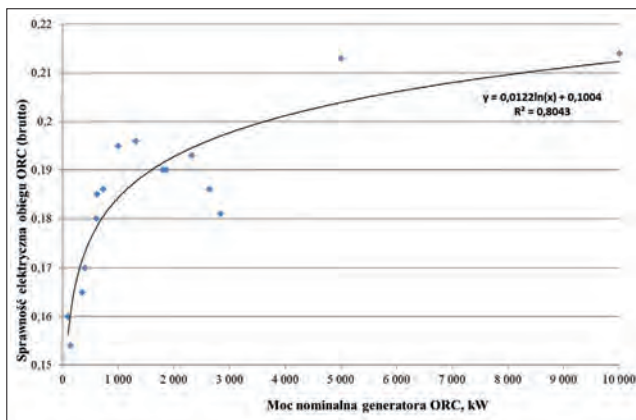
Przyjęto, że zmienną decyzyjną przy wyznaczeniu optymalnej wartości NPV jest moc nominalna generatora ORC $x_1 = \dot{P}_{el}$. Zakres dopuszczalnych wartości określono tu na 200 – 5000 kW. Na podstawie dostępnych danych na rynku producentów modułów ORC opalanych biomasą podobnej konstrukcji, przy zachowaniu parametrów nominalnych

go systemu SCADA, opracowano charakterystyki pracy kluczowych urządzeń w elektrociepłowni Krosno [5] [8] [9]. Wyznaczone funkcje odwzorowują pracę urządzeń w rzeczywistych warunkach eksploatacji. Znormalizowaną charakterystykę kotłów węglowych WR [9] przedstawia zależność:

$$\frac{\eta_{kw}}{\eta_{kw, nom}} = -1,1056 \left(\frac{\dot{Q}_{kw}}{\dot{Q}_{kw, nom}} \right)^2 + 2,1056 \left(\frac{\dot{Q}_{kw}}{\dot{Q}_{kw, nom}} \right) \quad (5)$$

gdzie:

η_{kw} – chwilowa sprawność kotła węglowego;
 $\eta_{kw, nom}$ – nominalna sprawność kotła węglowego ($\eta_{kw, nom} = 0,835$);
 \dot{Q}_{kw} – chwilowa moc cieplna kotła węglowego [kW];
 $\dot{Q}_{kw, nom}$ – nominalna moc cieplna kotła węglowego [kW].



Rys. 4.

a) Charakterystyka nominalnej sprawności elektrycznej w funkcji mocy generatora ORC [6], b) charakterystyka nakładów inwestycyjnych kogeneracji biomasowej ORC w funkcji mocy generatora ORC [7]

Fig. 4. a) Characteristics of nominal electrical efficiency as a function of ORC generator power [6], b) characteristics of investment outlays of ORC biomass cogeneration and biomass cogeneration as a function of ORC generator power [7]

Aby wyznaczyć różnicowy przepływ pieniężny na potrzeby analizy dyskontowej w kolejnych latach eksploatacji należy porównać stan po modernizacji ze stanem wyjściowym ciepłowni węglowej, przy niezmienionej ilości ciepła wyprodukowanego do sieci. Prowadzi to do zależności:

$$\Delta CF_t = E_{el} c_{cert} + (1 - \varphi) E_{el} c_{el} + \Delta G_{CO_2} c_{UEA} - \Delta K_E - \Delta K_W - K_B - \Delta P_d \quad (3)$$

Gdzie:

E_{el} – wytworzona energia elektryczna czynna [MWh];
 φ – wskaźnik zużycia energii elektrycznej potrzeb własnych;
 c_{cert} – cena sprzedaży certyfikatów [zł/MWh];

wody w skraplaczu 60/80°C, opracowano zależność sprawności wytwarzania energii elektrycznej w module ORC w funkcji mocy generatora w warunkach nominalnych [6] (rys. 4a):

$$\eta_{el, nom} = 0,0122 \ln(\dot{P}_{el, nom}) + 0,1004 \quad (3)$$

Całkowite nakłady inwestycyjne na biomasowe systemy kogeneracyjne z modułem ORC zostały określone na podstawie raportu IFC z 2017 roku [7]. Dane zostały zaprosymowane następującą zależnością funkcyjną (rys. 4b):

$$J_{CHP} = 5584,4(\dot{P}_{el, nom} \cdot 0,001)^{-0,266} \quad (4)$$

Na podstawie historycznych danych pomiarowych pozyskanych z obiektowe-

Znormalizowana charakterystyka kotła biomasowego przedstawia się następująco [8]:

$$\frac{\eta_{kb}}{\eta_{kb, nom}} = -0,1142 \left(\frac{\dot{Q}_{ORC}}{\dot{Q}_{ORC, nom}} \right)^2 + 0,1315 \left(\frac{\dot{Q}_{ORC}}{\dot{Q}_{ORC, nom}} \right) + 0,9828 \quad (6)$$

gdzie:

η_{kw} – chwilowa sprawność kotła biomasowego;
 $\eta_{kw, nom}$ – nominalna sprawność kotła biomasowego ($\eta_{kw, nom} = 0,854$);
 \dot{Q}_{ORC} – chwilowa moc cieplna skraplacza ORC [kW];
 $\dot{Q}_{ORC, nom}$ – nominalna moc cieplna skraplacza ORC [kW].

Charakterystyki obciążeniowe modułu ORC w Krośnie, które wyznaczono na podstawie pomiarów [8], zostały znormalizowane i zastosowane w formie bezwymiarowej. W związku z tym obliczeniową moc cieplną skraplacza ORC wyznacza się z zależności:

$$\dot{Q}_{obl} = \left(\frac{\dot{Q}_{ORC}}{\dot{Q}_{ORC,nom}} \right) \cdot \dot{Q}_{T14,nom} \quad (7)$$

gdzie:

$\dot{Q}_{T14,nom}$ – nominalna moc cieplna skraplacza ORC w Elektrociepłowni Krosno, kW

Pozwala to wyznaczyć kolejne parametry modułu ORC takie jak:

– wartość mocy elektrycznej na zaciśkach generatora ORC [8]:

$$N_{el} = \frac{\dot{P}_{el,nom}}{\dot{P}_{T14,nom}} \left[-183,3 + 87,49 \left(\frac{t_{T66}}{t_{w2}} \right) + 0,3291 \dot{Q}_{obl} + 14,21 \left(\frac{t_{T66}}{t_{w2}} \right)^2 = 0,03988 \left(\frac{t_{T66}}{t_{w2}} \right) \dot{Q}_{obl} + 4,998e - 06 \left(\dot{Q}_{obl} \right)^2 \right] \quad (8)$$

gdzie:

$\dot{P}_{T14,nom}$ – nominalna moc elektryczna generatora ORC w Elektrociepłowni Krosno, kW

t_{T66} – temperatura oleju termalnego [°C];

t_{w2} – temperatura wylotowa ze skraplacza ORC, [°C], – sprawności elektryczna obiegu ORC brutto [8]:

$$\eta_{el} = \frac{\eta_{el,nom}}{\eta_{T14,nom}} \left[0,02492 + 0,0839 \left(\frac{t_{T66}}{t_{w2}} \right) + 0,329 \left(\frac{t_{T66}}{t_{w2}} \right)^2 + 2,8e - 06 \dot{Q}_{obl} \right] \quad (9)$$

gdzie:

$\eta_{T14,nom}$ – nominalna moc elektryczna generatora ORC w Elektrociepłowni Krosno [kW]; Temperatura oleju termalnego t_{T66} wyznaczana jest na podstawie wzoru:

$$t_{T66} = 155,7 + 0,88288 t_{w2} + 0,023 \dot{Q}_{obl} - 0,81e - 05 t_{w2} \dot{Q}_{obl} + 1,95e - 07 \dot{Q}_{obl} \quad (10)$$

Kotły węglowe oraz kogeneracja biomasowa mogą pracować tylko w zakresie dopuszczalnych obciążeń:

$$\dot{Q}_{kw,min} \leq \dot{Q}_{kw} \leq \dot{Q}_{kw,max} \quad (11)$$

$$\dot{Q}_{ORC,min} \leq \dot{Q}_{ORC} \leq \dot{Q}_{ORC,max} \quad (12)$$

Chwilowe zużycie paliwa wyznaczono z następujących zależności:

– strumień masowy węgla [kg/s]:

$$\dot{m}_w = \frac{\dot{Q}_{kw}}{\eta_{kw} W_{dw}} \quad (13)$$

gdzie:

W_{dw} – wartość opałowa węgla, kJ/kg

– strumień masowy biomasy [kg/s]:

$$\dot{m}_b = \frac{\dot{Q}_{ORC}}{\sigma \eta_{el} \eta_{TO} \eta_{kb}} \quad (14)$$

gdzie:

σ – wskaźnik skojarzenia definiowany jako stosunek chwilowej mocy elektrycznej do cieplnej.

Wyniki optymalizacji

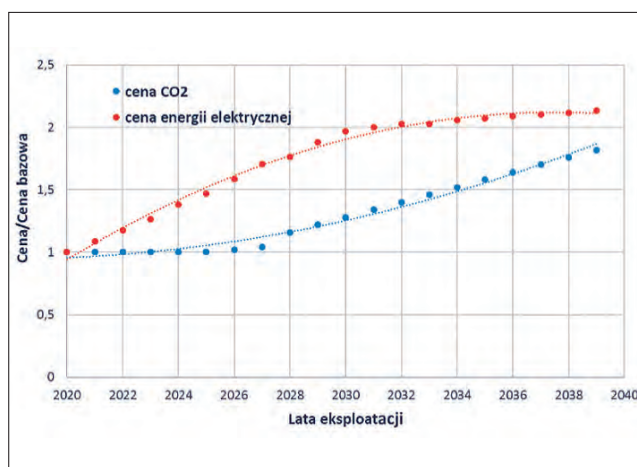
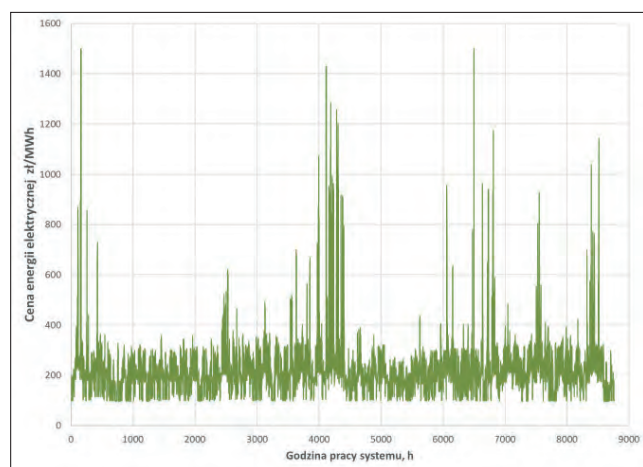
Na podstawie rocznych danych z sieci ciepłowniczej (godzina po godzinie), została zasymulowana praca kogeneracji wraz z kotłami węglowymi. Chwilowy rozkład obciążeń wszystkich źródeł ciepła dobierany był tak, aby sprawność zinte-

growanego układu była w każdym kroku obliczeniowym jak najwyższa. Symulacje przeprowadzane były dla całkowitego okresu eksploatacji elektrociepłowni ORC, wynoszącej 15 lat. W obliczeniach przyjęto cztery scenariusze dotyczące mechanizmów wsparcia kogeneracji biomasowej:

- Udział dotacji na projekt inwestycyjny w wysokości 30% całkowitych nakładów oraz zyski ze sprzedaży zielonych certyfikatów,
- Udział dotacji na projekt inwestycyjny w wysokości 30% całkowitych nakładów bez dodatkowych zysków ze sprzedaży zielonych certyfikatów,
- Brak dotacji na projekt inwestycyjny lecz ujęto zyski ze sprzedaży zielonych certyfikatów,
- Całkowity brak mechanizmów wsparcia.

Założono wartości cenowe, obowiązujące na początku 2019 roku. Cenę węgla przyjęto na poziomie 14,50 zł/GJ, cenę biomasy – 18,22 zł/GJ, cenę uprawnień do handlu emisjami – 103,2 zł/Mg, cenę zielonych certyfikatów – 130 zł/MWh. Cena sprzedaży energii elektrycznej założona na podstawie danych z rynku bilansującego z 2018 roku [10] (rys. 5a). Stopę dyskonta przyjęto $r = 5\%$. W obliczeniach ekonomicznych uwzględniono również ścieżkę prognozowanych cen energii elektrycznej oraz cen uprawnień do emisji CO₂ w kolejnych latach (rys 5b). Przyjęta dynamikę wzrostu cen opracowano na podstawie literatury [11][12][13].

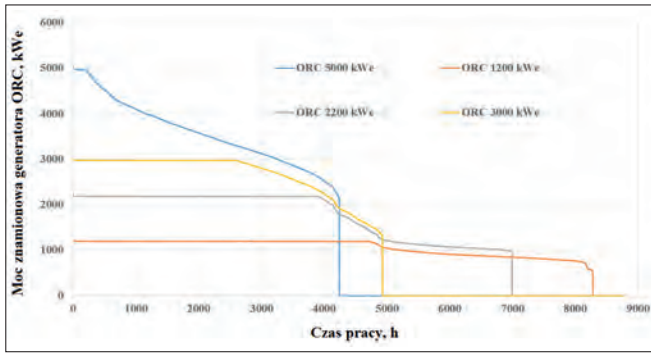
Obliczenia zostały wykonane dla zakresu mocy generatora ORC od 200 do 5000 kW. Dobór zbyt mocy elektrycznej elektrociepłowni ORC skutkuje spadkiem rocznej dyspozycyjności nawet do 50%. Powodem tego są ograniczenia technologiczne kogeneracji i występujące sytuacje, gdy minimalne obciążenie w sieci



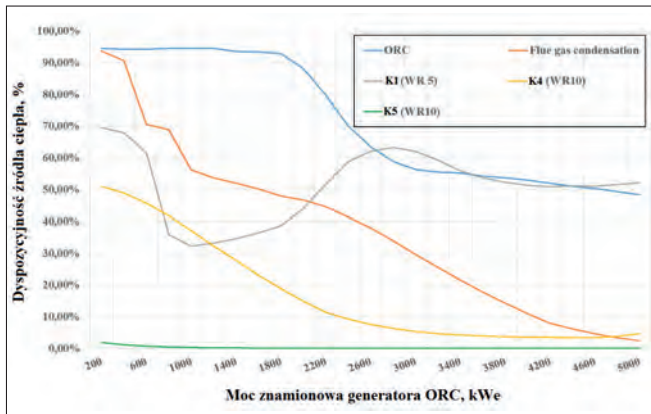
Rys. 5.

a) Ceny energii elektrycznej na rynku bilansującym w 2018 roku, b) przewidywana ścieżka cen energii elektrycznej oraz CO₂

Fig. 5. a) Electricity prices on the balancing market in 2018, b) anticipated electricity and CO₂ price path



Rys. 6. Roczny czas pracy kogeneracji biomaso-wej dla różnej mocy znamionowej ORC
Fig. 6. Annual working time of biomass cogeneration for different rated power of ORC

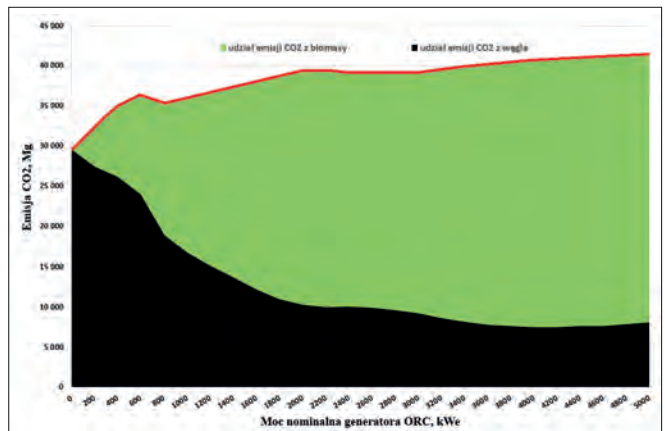


Rys. 7. Roczna dyspozycyjność źródeł ciepła w funkcji dobranej mocy generatora ORC
Fig. 7. Annual availability of heat sources as a function of selected power of the ORC generator

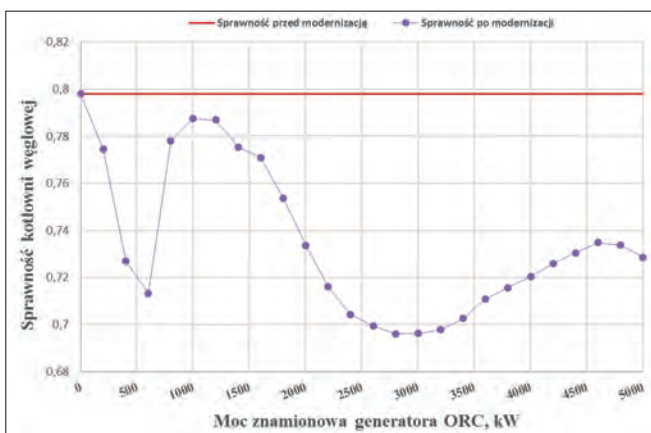
ciepłowniczej przewyższa wymagane minimum techniczne kotła biomaso-wego. Na rys. 6 i 7 przedstawiono wyników sumaryczny czas pracy kogeneracji dla przykładowych mocy generatora oraz dyspozycyjność źródeł ciepła dla pełnego zakresu dobranej mocy generatora.

Uruchomienie bloku elektrociepłowni może wywołać zmianę sposobu eksploatacji kotłowni węglowej. Na rys. 8 przedstawiono wyniki średniorocznych sprawności kotłowni węglowej przy pracy kogeneracji. Widać wyraźnie, że nadbudowa elektrociepłowni skutkuje spadkiem efek-

Rys. 9. Roczna emisja CO₂ dla całego w funkcji dobranej mocy generatora ORC
Fig. 9. Annual CO₂ emissions as a function of the selected power of the ORC generator



Rys. 8. Średnioroczna sprawność kotłowni węglowej jako funkcja dobranej mocy generatora ORC
Fig. 8. Average annual efficiency of a coal-fired boiler plant as a function of selected power of the ORC generator



towności kotłów węglowych względem wartości przed dokonaną modernizacją. Przy doborze modułu ORC w zakresach 1000-1400 kW, spadek sprawności kotłowni jest nieznaczny.

Po realizacji zwiększeniu ulega rzeczywista sumaryczna ilość wyemitowanego dwutlenku węgla. Warto zwrócić uwagę, że zgodnie z obowiązującymi regulacjami dobór większej mocy kogene-

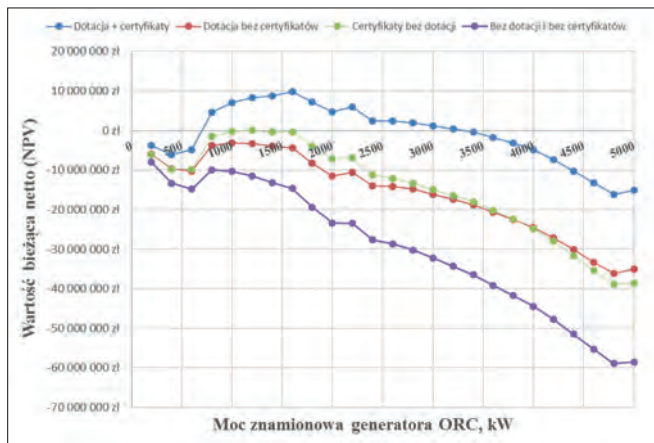
racji biomaso-wej zmniejsza udział emisji CO₂ z węgla, natomiast spalana biomasa traktowana jest jako paliwo zeromisyjne. Wykres ilości emisji CO₂ z podziałem na blok węglowy i biomaso-wy dla danej mocy kogeneracji przedstawia rys. 9.

Wyniki optymalizacji mocy kogeneracji ORC pokazują, że zakres optymalnych wartości NPV jest dosyć szeroki (rys. 10). Inaczej mówiąc, można zarekomendować kilka wartości mocy ORC, dla których funkcja celu jest zbliżona do optymalnej. Optymalny zakres mocy generatora ORC przy maksymalnym wsparciu inwestycji oscyluje w przedziale 1200 – 2000 kW. Co istotne, w przypadku układu w Krośnie dobrana w roku 2011 moc układu znajduje się obecnie w obszarze rozwiązań optymalnych. Rekomendowane rozwiązania charakteryzują się długą dyspozycyjnością. Wielkość jednostki kogeneracyjnej powinna również dążyć do pokrycia podstawowego obciążenia cieplnego sieci ciepłowniczej w okresie letnim. Wyniki wykazały również, że projekty kogeneracji opalanych biomasą są nadal silnie uzależnione od wsparcia finan-

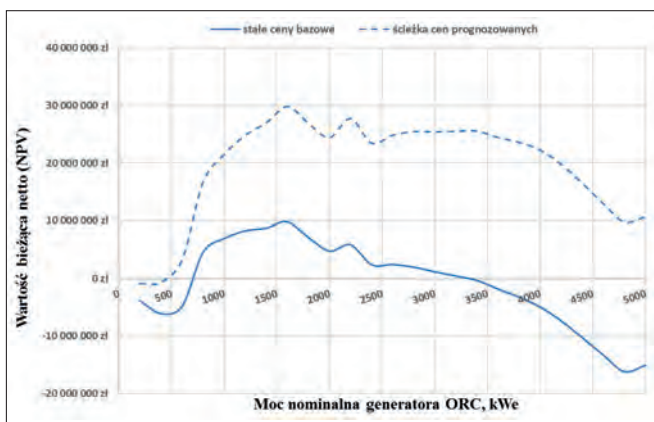
sowego. Warianty bez wsparcia finansowe- go lub z częściowym finansowaniem są nieuzasadnione ekonomicznie lub znajdują się na granicy opłacalności. Jednym z mechanizmów wsparcia, który ma największy wpływ na opłacalność to system handlu emisjami. Do analizy założono również prognozowaną ścieżkę wartości cen energii elektrycznej i cen CO₂ w systemie handlu emisjami. Na rys 9 przedstawiono uzyskane wyniki uwzględniając ceny stałe oraz prognozowane. Wyniki pokazują, że przyjęcie ścieżki cen energii elektrycznej i CO₂ istotnie poprawiło wskaźniki ekonomiczne (rys. 11).

Podsumowanie

W pracy przedstawiono i omówiono kluczowe zagadnienia związane z pracą bloków elektrociepłowniczych opalanych



Rys. 10. Wyniki optymalizacji doboru mocy ORC dla różnych wariantów dotyczących mechanizmów wsparcia
Fig. 10. Results of the optimisation of ORC power selection for the different options of the support mechanisms



Rys. 11. Wyniki optymalizacji doboru mocy ORC dla założonej ścieżki cen energii elektrycznej i CO₂
Fig. 11 : Results of ORC power selection optimization for the assumed electricity and CO₂ price path


biomasą, w których zastosowano technologię ORC. Choć ta technologia stanowi istotną alternatywę w zakresie wykorzystania lokalnie dostępnych zasobów biomasy, wciąż występują istotne bariery dla jej szerokiej implementacji rynkowej. Główną z nich są niskie wartości wskaźników opłacalności projektów inwestycyjnych przy obecnym poziomie cen paliw i energii. Pomimo znacznego wsparcia rozwoju tej technologii w latach minionych nie osiągnęła ona poziomu technologii konkurencyjnej, a projekty zakładające jej wykorzystanie wciąż wymagają znacznego dofinansowania. W uwarunkowaniach obecnych systemów wsparcia finansowego projektów w obszarze energetyki odnawialnej i kogeneracji istotne znaczenie dla powodzenia projektu ma postać zaprojektowanego systemu technologicznego oraz sposób prowadzenia ruchu instalacji. W szczególności w studium wykonalności projektu powinna zostać uwzględniona zmienność parametrów pracy urządzeń w systemie technologicznym oraz strategia zarządzania produkcją ciepła i energii elektrycznej.

W pracy omówiono zagadnienie doboru wartości mocy kogeneracji biomasowej ORC, która jest zabudowana w istniejącej kotłowni węglowej, pracującej na potrzeby małej miejskiej sieci ciepłowniczej. Funkcją celu był wskaźnik ekonomiczny NPV. Wyniki analizy dowodzą, że przy odpowiednim doborze poszczególnych komponentów układu technologicznego oraz ich optymalnej integracji z istniejącym systemem ciepłowniczym możliwe jest uzyskanie korzystnych wskaźników opłacalności projektu. Jednakże należy mieć na uwadze, że projekt taki będzie się charakteryzować stosunkowo długim okresem zwrotu oraz podwyższonym poziomem ryzyka. Podsumowując, w najbliższej przyszłości nie należy się spodziewać kontynuacji trendu ekspansji rozproszonych elektrociepłowni opalanych biomasą w technologii ORC, jaki obserwowano w Europie latach 2004 do 2014. Ma to głównie związek z obniżeniem intensywności wsparcia oraz utratą statusu technologii innowacyjnej. Z drugiej jednak strony, w przypadku dalszego wzrostu cen energii elektrycznej i cen uprawnień do

emisji CO₂, układy kogeneracyjne w technologii ORC mogą ponownie stać się istotną alternatywą technologiczną w zakresie wykorzystania lokalnie dostępnych zasobów biomasy w rozproszonych obiektach małej mocy.

LITERATURA

- [1] Musiał A., Kalina J.: Wykorzystanie przemysłowej energii odpadowej do produkcji energii elektrycznej w układach ORC. INSTAL 5/2019.
- [2] Tartière T.: ORC Market: A World Overview. Web project available at <http://orc-world-map.org/analysis.html> <last access: 04.05.2018>
- [3] Tartière T., Astolfi M.: A World Overview of the Organic Rankine Cycle Market. Proceedings of the IV International Seminar on ORC Power Systems, ORC2017, 13-15 September 2017, Milano, Italy. Energy Procedia 129 (2017), pp. 2-9.
- [4] Ćwięka J.: Ciepłownictwo w poszukiwaniu najlepszych rozwiązań – Krosno postawiło na biomasę. INSTAL 5/2016.
- [5] Kalina, J., Świerzewski, M., Strzałka, R., 2019, Operational experiences of municipal heating plants with biomass-fired ORC cogeneration units. Energy Conversion and Management, Vol. 181, p.544-561.
- [6] Turboden srl. ORC standard units. Datasheet. www.turboden.com.
- [7] International Finance Corporation (IFC) in partnership with Austrian Federal of Ministry of Finance, 2017, Converting Biomass to Energy – a Guide for Developers and Investors. Washington, D.C. June 2017. ifc.org.
- [8] Kalina, J., Świerzewski M., 2019, Identification of ORC unit operation in biomass-fired cogeneration system. Renewable Energy. In Press, Accepted Manuscript, Available online 25 April 2019, doi.org/10.1016/j.renene.2019.04.080.
- [9] Świerzewski M., Kalina, J., Implementation of heat storage and network water cooler for improvement of energy and economic performance of municipal heating plant with biomass fired cogeneration module. Journal of Power Technologies 2019 vol. 99 iss. 2, s. 131-141, bibliogr. 12 poz.
- [10] <https://rynek-bilansujacy.cire.pl/st,17,107,me,0,0,0,0,0,ceny-energii-na-rb.html>
- [11] Schnell C., Roszkowski M., Instytut Jagielloński: ceny energii. Trwały wzrost cen energii zmieni dopiero modyfikacja polskiego miksu energetycznego. Czy stać nas na marnowanie czasu? Warszawa 2018.
- [12] Long-Term Carbon Price Forecast Report. Submitted to: Ontario Energy Board Submitted by: ICF Consulting Canada, Inc. May 31, 2017 Updated on July 19, 2017.
- [13] Luckow P., Stanton E.A., Fields S., Ong W., Biewald B., Jackson S., Fisher J.: Spring 2016 National Carbon Dioxide Price Forecast. Updated March 16, 2016. Raport agencji Synapse Energy Economics Inc. www.synapse-energy.com.

 Już można zamawiać prenumeratę miesięcznika Instal na 2020 rok.
Druk zamówienia na stronie www.informacjainstal.com.pl