

REFERENCYJNE ZASTOSOWANIA GAZOWEJ MIKROKOGENERACJI MCHP XRG I W PROSUMENCKIEJ ENERGETYCE BUDYNKOWEJ

Popczyk J.^{*)}, Wałek T.^{**)}, Kaleta P.^{**)}, Juszczak J.^{***)}, Skrzypek A.^{***)}

1. Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej

Energia elektryczna i ciepło to dwa podstawowe rodzaje energii wykorzystywanej w obiektach budowlanych. Ich wytwarzanie opiera się głównie na przetworzeniu energii chemicznej paliw w procesach cieplnych. Efektywne wykorzystanie tej energii stanowi wyzwanie z powodu wyczerpywania się zasobów paliw kopalnych oraz ze względu na ochronę środowiska naturalnego [1-3]. Istotne jest zatem wdrażanie i stosowanie na szeroką skalę rozwiązań umożliwiających uzyskanie redukcji emisji zanieczyszczeń przy znacznych oszczędnościach eksploatacyjnych.

Kogeneracja, lub inaczej generacja w skojarzeniu, to zamiana energii zawartej w paliwach na ciepło, chłód, energię elektryczną lub mechaniczną, realizowana w jednym urządzeniu lub zespole kilku połączonych ze sobą urządzeń. Może ona być realizowana zarówno na dużą skalę w elektrociepłowniach zawodowych jak i w tzw. skali mikro czyli przy użyciu agregatów kogeneracyjnych.

W tradycyjnym układzie rozdzielnej produkcji ciepła i energii elektrycznej mamy do czynienia z sytuacją, że ciepło wytwarzane jest lokalnie np. w kotłowni gazowej, natomiast energia elektryczna produkowana jest w elektrowni i dostarczana do odbiorcy poprzez sieci elektroenergetyczne, przesyłowe i rozdzielcze. W Polsce elektrownie w większości bazują na procesie spalania węgla. Wytworzona para wodna napędza turbiny i generatory prądu, natomiast całe powstałe w tym procesie ciepło jest tracone i usuwane do otoczenia np. poprzez chłodnie kominowe. Oznacza to znaczne straty energii. W energetyce zawodowej sprawności osiągane w produkcji energii elektrycznej to 36-40%. Dopiero w przypadku elektrociepłowni zarówno energia elektryczna jak i powstające w procesie spalania ciepło sprzedawane są odbiorcom. W tym przypadku można osiągać sprawności powyżej 85%. Niemniej jednak, ze względu na fakt, iż źródła wytwórcze energii elektrycznej lokalizowane są przeważnie w znacznym oddaleniu od skupisk ludzkich, przesył ciepłej wody do odbiorców staje się niemożliwy. Stąd liczba elektrowni znacznie przewyższa liczbę elektrociepłowni, pomimo dużo wyższych sprawności procesu w elektrociepłowniach.

Oznacza to, że wykorzystanie zalet kogeneracji w dużej skali (elektrociepłownie) jest ograniczone ze względu na duże odległości źródeł od odbiorców. Rozwiązaniem, które stało się dostępne w Polsce w ostatnich latach i które umożliwia lokalne wykorzystanie zalet kogeneracji oraz wynikających z niej oszczędności, jest mikrokogeneracja.

^{*)} Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice.

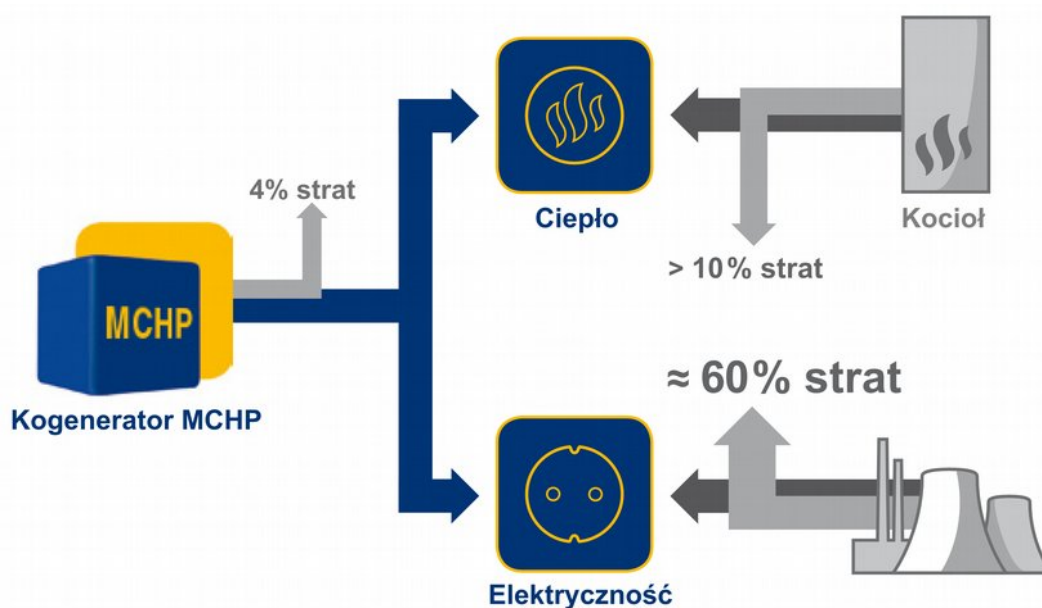
^{**)} Politechnika Śląska, Instytut Inżynierii Produkcji, ul. Roosevelta 26-28, 41-800 Zabrze.

^{***)} GHP Poland Sp. z o.o., ul. Bojkowska 37, 44-100 Gliwice.

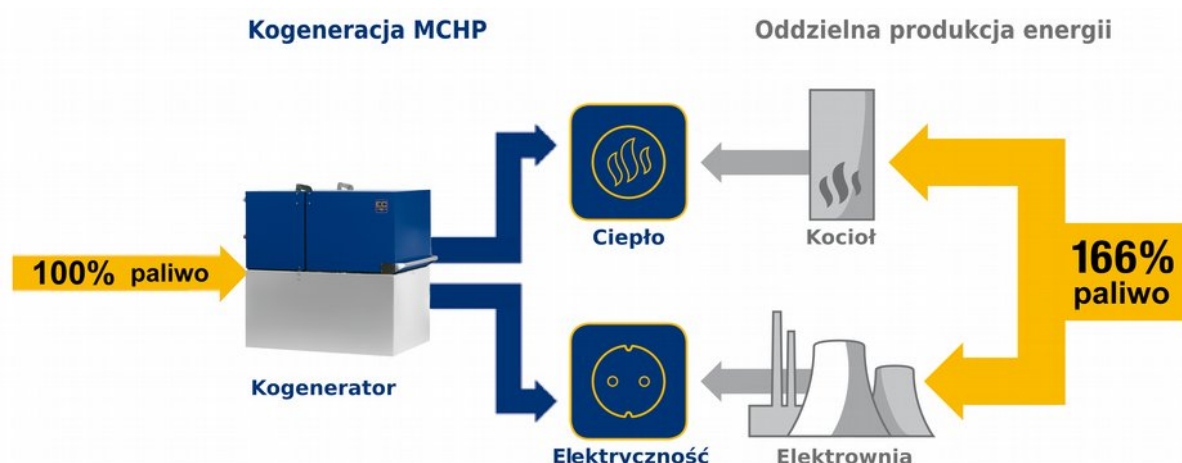
Mikrokogeneracja (według ustawy Prawo energetyczne) oznacza produkcję w jednym urządzeniu energii elektrycznej na poziomie do 40 kW i energii cieplnej na poziomie do 70 kW. Urządzenia mikrokogeneracyjne oznaczane są skrótem MCHP, co oznacza Micro Co-Generation of Heat and Power, czyli produkcja ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu w skali mikro.

Wśród technologii mikrokogeneracji wyróżnić można gazową mikrokogenerację MCHP XRGI (XRGI od exergy – egzergia), która umożliwia uzyskanie wyższych sprawności przetworzenia energii niż tradycyjne układy MCHP. Jest to kompleksowe rozwiązanie - układ MCHP XRGI zawiera generator prądu napędzany gazowym silnikiem spalinowym, ale także posiada zintegrowany inteligentny dystrybutor ciepła. Odbiór ciepła z silnika i generatora odbywa się poprzez wymiennik wbudowany w dystrybutorze ciepła wraz układem podmieszania. Oznacza to, że silnik zawsze będzie pracował w optymalnym zakresie temperatur, nawet jeżeli temperatura wody na powrocie z obiegów grzewczych będzie bardzo niska (np. 5°C). Dzięki temu możliwe jest powiększenie sprawności układu o efekt kondensacji pary wodnej ze spalin. Dlatego też, wszędzie gdzie w tekście podawane są sprawności, koszty czy emisje, dotyczy to układów MCHP XRGI. Klasyczne układy MCHP wymagają zapewnienia temperatur wody powrotnej na poziomie 60 - 75°C, co uniemożliwia zaistnienie efektu kondensacji. W układzie MCHP XRGI możliwa jest więc bardzo wyraźna redukcja strat energii w porównaniu z rozdzielną produkcją energii elektrycznej i cieplnej (rys. 1.). Oznacza to równocześnie, że do wytworzenia tej samej ilości energii cieplnej i elektrycznej w układzie MCHP XRGI zużywane jest około 60 - 70% mniej paliw pierwotnych niż miałyby to miejsce w rozdzielnej produkcji (rys. 2.).

Redukcja zużycia paliwa występująca w przypadku technologii MCHP XRGI oznacza ograniczenie kosztów eksploatacji i znaczne oszczędności dla użytkownika końcowego, a także ograniczenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Redukcja zużycia paliw pierwotnych i emisji zanieczyszczeń są jednymi z najistotniejszych elementów wskazywanych przez Parlament Europejski jako kierunek działań, który powinien być szczególnie wspierany w krajach członkowskich [4, 5].



Rys. 1. Porównanie strat energii w układzie gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI i w układzie rozdzielnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.



Rys. 2. Porównanie zużycia paliwa w układzie gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI i w układzie rozdzielnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.

Zakresy mocy i gabaryty urządzeń MCHP XRGI umożliwiają ich montaż w kotłowniach istniejących bądź nowoprojektowanych obiektów. Dzięki temu mamy do czynienia z sytuacją, gdzie paliwo pierwotne (gaz ziemny lub LPG) dostarczane jest do obiektu i dopiero tutaj następuje jego przetworzenie na energię ciepłą i elektryczną. Czyli energia wytwarzana jest bezpośrednio na miejscu jej wykorzystania. Unikamy w ten sposób strat związanych z przesyłem energii elektrycznej z elektrowni do odbiorcy. Oznacza to możliwość realizacji tzw. rozproszonej produkcji energii, co wskazywane jest jako istotny element rozwoju struktury sieci energetycznych związany z decentralizacją i dywersyfikacją źródeł energii [2-4].

Obiekty, w których w największym stopniu mogą zostać wykorzystane zalety mikrokogeneracji powinny charakteryzować się ciągłym zapotrzebowaniem na energię ciepłą, tak aby urządzenia MCHP mogły pracować całodobowo przez cały rok. Wówczas uzyskane zostaną największe oszczędności eksploatacyjne i najkrótsze czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych. Przykładami takich obiektów mogą być:

- obiekty sportowe, pływalnie,
- centra spa & wellness,
- hotele i pensjonaty,
- uzdrowiska, szpitale i kliniki,
- obiekty gastronomiczne,
- domy opieki,
- zakłady przemysłowe.

Dodatkowym czynnikiem mogącym przyczyniać się do wprowadzania kogeneracji może być niewystarczający przydział mocy elektrycznej w lokalizacji danego obiektu, a czasami nawet konieczność budowy stacji transformatorowej na koszt inwestora.

Dla obiektów, w których przez cały rok wykorzystywane będą oba strumienie energii, tj. ciepła i elektryczna, zastosowanie gazowej mikrokogeneracji MCHP oznacza:

- redukcję zużycia paliw pierwotnych,
- redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery,
- znaczne oszczędności eksploatacyjne.

2. Antycypacja zmian cen na rynku energii i mechanizmy dofinansowania mikrokogeneracji

W Polsce ponad 90% produkowanej energii elektrycznej pochodzi z węgla [5]. Większość elektrowni dysponuje blokami energetycznymi 30-letnimi i starszymi, które wymagają gruntownej modernizacji, co przy rosnącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną będzie skutkowało wzrostem cen. Obecnie wzrost cen energii elektrycznej nie następuje tak szybko jak byłoby to konieczne z punktu widzenia niezbędnych modernizacji i przebudowy systemu produkcji i dystrybucji energii.

Poniżej przedstawione zostały elementy, które mogą wywierać wpływ na udział i strukturę dostaw dla poszczególnych rodzajów energii [5].

a) paliwa gazowe:

- sieć gazociągowa pozostaje najbardziej skupiona w Polsce południowej i zachodniej,
- większość dostarczanego do Polski gazu ziemnego pochodzi z Rosji,
- nowe dostawy ciekłego gazu ziemnego LNG (terminal LNG w Świnoujściu),
- gaz łupkowy – ciągle prace mające na celu lokalizację i wydobycie,
- uaktywnienie giełdy gazu,

b) energia elektryczna:

- udział węgla w produkcji energii elektrycznej pozostaje na wysokim poziomie,
- pokrycie do 25% zapotrzebowania na nową moc przez gazową kogenerację małej mocy, co oznacza $\sim 3,2 \text{ GW}_e$ do 2020 r.,
- możliwa produkcja energii z biomasy na poziomie 1,5 - 2,0 GW_e .

Należy również podkreślić, że po latach dyskusji ruszyły wreszcie inwestycje ważne z punktu widzenia dywersyfikacji dostaw gazu. Należą do nich rozbudowa interkonektorów, czyli gazowych łączników na granicy z Niemcami i Czechami, powiększanie podziemnych magazynów gazu, oraz tzw. wirtualny rewers na gazociągu Jamał, czyli możliwość kupowania gazu na zachodzie Europy i fizycznego odbierania go z gazociągu Jamał. Od kwietnia 2014 uruchomiony zostanie też rzeczywisty rewers, czyli gaz będzie mógł być tłoczony nie tylko ze Wschodu na Zachód ale i z Niemiec do Polski. Mamy również gaz z polskich złóż – ok. 4 mld m^3 , co stanowi około 25% zapotrzebowania kraju.

Analizy dostępnych i potencjalnych źródeł paliw gazowych wskazują na widoczny napór w kierunku obniżenia cen gazu ze względu na nowe dostawy LNG oraz możliwości pozyskiwania gazu łupkowego. Problemem może być sytuacja polityczna, która wszystkie te analizy obarcza dużą niepewnością. Z kolei w odniesieniu do energii elektrycznej widoczny jest napór w kierunku wzrostu cen ze względu na wyraźne potrzeby sfinansowania nowej infrastruktury wytwórczej i przesyłowej.

Kogeneracja gazowa staje się możliwością odciążenia przestarzałej sieci energetycznej i przejęcie części produkcji energii przez zdecentralizowane źródła pracujące w rozproszeniu. Zgodne jest to z Krajową Polityką w zakresie dostaw energii [6] i dyrektywą UE o efektywności energetycznej [7].

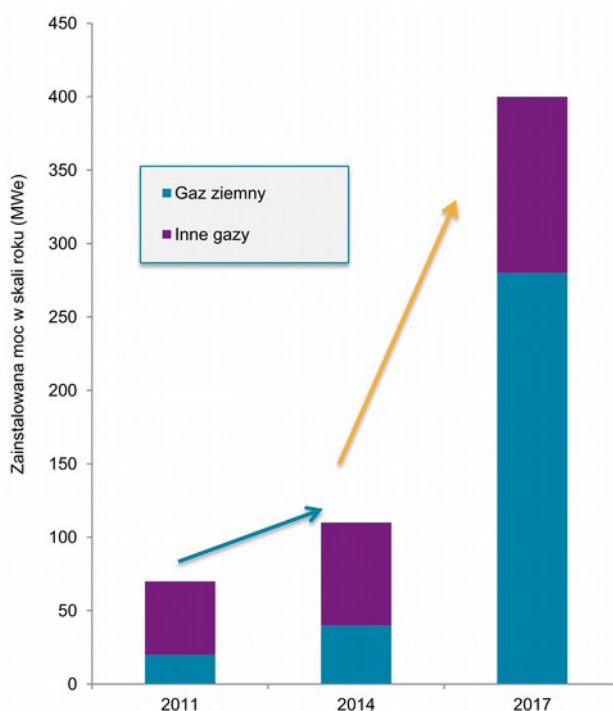
Pod koniec bieżącej dekady należy się spodziewać długoterminowej struktury systemów certyfikacji (np. zielone, żółte, białe), większego otwarcia rynku energii, dywersyfikacji dostaw gazu (ziemnego i łupkowego) oraz rozwoju sieci przesyłowej gazu. Pozostawienie w użyciu starych struktur systemów energetycznych może powodować utrudnienia dla nowych uczestników rynku gazu. Potencjalne zagrożenie może pojawić się w postaci zaniechania rozwoju instrumentów wsparcia dla kogeneracji jak również pozostania

cen gazu na wysokim poziomie. Biorąc pod uwagę wszystkie bodźce i bariery należy jednak spodziewać się rozwoju mikrokogeneracji i kogeneracji małej mocy (rys. 3) [5].

W kontekście rozwoju mikrokogeneracji gazowej oprócz przedstawionych powyżej przewidywań dotyczących cen gazu ważny jest także problem zaangażowania Państwa w promowanie tej technologii. W krajach, w których taka promocja ma miejsce polega ona głównie na dofinansowaniu w postaci dopłat do produkowanej energii aby ta stała się konkurencyjna. Takie możliwości daje przyjęta przez Parlament Europejski rezolucja w sprawie mikrokogeneracji [1], która wskazuje na zasadność i potrzebę podjęcia następujących działań:

- zakwalifikowanie mikrokogeneracji do finansowania w ramach funduszy UE, w tym funduszy strukturalnych, od okresu 2014 - 2020,
- inwestowanie w mikrokogenerację funduszy przeznaczonych na rozwój i innowacje,
- uwzględnienie roli mikrokogeneracji w przyszłym prawodawstwie energetycznym UE, szczególnie w kontekście przyszłego unijnego pakietu w dziedzinie klimatu i energii (2030 r.).

Również ostatnia nowelizacja ustawy Prawo energetyczne stwarza takie możliwości gdyż przedłuża do końca 2018 r. funkcjonowanie systemu wsparcia dla producentów energii elektrycznej i ciepła w procesie kogeneracji. Przyjęte zmiany mają zwiększyć ich konkurencyjność na rynku. Poza uzasadnieniem tej decyzji ograniczeniem emisji CO₂ i oszczędzaniem energii, wskazano również na poprawę bezpieczeństwa energetycznego. Ograniczenie emisji dwutlenku węgla ma istotne znaczenie ze względu na wejście w życie w latach 2013 - 2020 nowych zasad przydziału uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji objętych Europejskim Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji (ETS). Producenci energii z mikrokogeneracji otrzymają żółte świadectwa jej pochodzenia (dotyczą one energii wytworzonej w instalacjach opalanych paliwami gazowymi lub w jednostkach o mocy poniżej 1 MW).



Rys. 3. Prognoza wzrostu zainstalowanej w Polsce mocy kogeneracji gazowej do 10 MW. [5].

W chwili obecnej świadectwa te nie mogą być sprzedawane na giełdzie energii, jednak komentarze URE wskazują na pojawienie się takich możliwości w niedalekiej przyszłości, co może dodatkowo poprawić rentowność inwestycji w mikrokogenerację.

Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej WFOŚiGW wprowadzają lokalnie programy wsparcia takich rozwiązań jak wysokosprawna kogeneracja, mające na celu dofinansowanie zakupu jednostek jak i udzielanie niskooprocentowanych pożyczek. Ponieważ każdy z lokalnych funduszy WFOŚiGW działa na rzecz ograniczania emisji na terenie danego województwa, może zatem w ustalony przez siebie sposób definiować priorytety dotyczące wyboru wspieranych w danym roku technologii oraz sposobu ich dofinansowania.

Na szczęblu centralnym Rada Nadzorcza Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej NFOŚiGW zatwierdziła warunki programu Prosument, który będzie wspierał w latach 2014 - 2020 budowę małych instalacji produkujących na własne potrzeby energię z odnawialnych źródeł.

Program Prosument („Wspieranie rozproszonych, odnawialnych źródeł energii, Część 4) Prosument - linia dofinansowania z przeznaczeniem na zakup i montaż mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii”) ma na celu promowanie nowych technologii OZE oraz postaw prosumenckich (podniesienie świadomości inwestorskiej i ekologicznej), a także rozwój rynku dostawców urządzeń i instalatorów oraz zwiększenie liczby miejsc pracy w tym sektorze.

Dofinansowanie przedsięwzięć obejmie zakup i montaż nowych instalacji i mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii typu prosumenckiego do produkcji energii elektrycznej lub ciepła i energii elektrycznej, dla potrzeb budynków mieszkalnych jednorodzinnych lub wielorodzinnych, w tym dla wymiany istniejących instalacji na bardziej efektywne i przyjazne środowisku.

W programie tym podano podstawowe zasady udzielania dofinansowania:

- pożyczka/kredyt preferencyjny wraz z dotacją łącznie do 100% kosztów kwalifikowanych instalacji,
- dotacja w wysokości 20% lub 40% dofinansowania (15% lub 30% po 2015 r.),
- maksymalna wysokość kosztów kwalifikowanych od 100 tys. zł do 450 tys. zł, w zależności od rodzaju beneficjenta i przedsięwzięcia,
- określony maksymalny jednostkowy koszt kwalifikowany dla każdego rodzaju instalacji,
- oprocentowanie pożyczki/kredytu: 1%,
- maksymalny okres finansowania pożyczką/kredytem: 15 lat.

W latach 2014-2015 uruchomiona zostanie część pilotażowa programu na 200 mln zł, w tym:

- 100 mln zł dla jednostek samorządu terytorialnego,
- 100 mln zł dla wybranego w drodze postępowania przetargowego banku.

Sposób realizacji programu w kolejnych latach uzależniony jest od wyników programów pilotażowych oraz zmian zachodzących na rynku i zmian legislacyjnych. Zgodnie z przyjętym harmonogramem planowane jest ogłoszenie naboru wniosków dla jednostek samorządu terytorialnego - II kwartał 2014 r., natomiast rozpoczęcie naboru wniosków w wybranym w przetargu banku - III kwartał 2014 r [8].

3. Technologia gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI

Układ gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI stanowi kompleksowy system produkcji ciepła i energii elektrycznej wraz ze sterowaniem i zabezpieczeniami, co oznacza całkowicie kompletny modułowy układ możliwy do zastosowania zarówno w istniejących jak i nowopowstających obiektach. Zestaw MCHP XRGI składa się z następujących elementów (rys. 4.):

- jednostka kogeneracyjna,
- inteligentny dystrybutor ciepła,
- zbiornik magazynujący ciepło,
- skrzynka przyłączeniowa do sieci elektrycznej z panelem sterowania.

Jednostka kogeneracyjna posiada wbudowany silnik spalinowy zasilany gazem ziemnym lub LPG. Zarówno silnik jak i generator chłodzone są płynem chłodniczym, co umożliwia pełny odbiór ciepła z paliwa. Energia cieplna z chłodzenia zespołu silnik-generator przekazywana jest do dystrybutora ciepła i dalej do instalacji grzewczej albo do zbiornika magazynującego ciepło. W układzie uzyskiwana jest woda grzewcza o temp. 80 – 85 °C. Prąd wytwarzany przez generator trafia do skrzynki przyłączeniowej z wbudowanymi zabezpieczeniami i dalej doprowadzony jest do głównej skrzynki rozdzielczej budynku.

Inteligentny dystrybutor ciepła odbiera energię cieplną od jednostki kogeneracyjnej i w zależności od aktualnych potrzeb kieruje je na obiegi grzewcze budynku bądź do zbiornika magazynującego ciepło. Dystrybutor posiada wbudowane układy pomiarowe i sterujące przepływami wody grzewczej oraz ładowaniem/rozładowywaniem zbiornika magazynującego ciepło.



Rys. 4. Zestaw gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI – (od lewej: jednostka kogeneracyjna, dystrybutor ciepła, skrzynka przyłączeniowa z panelem sterowania, zbiornik magazynujący ciepło) [9].

Zbiornik magazynujący ciepło jest elementem pozwalającym na magazynowanie dodatkowej ilości ciepła w czasie, kiedy obiegi grzewcze budynku nie wymagają grzania. Dzięki temu układ dysponuje chwilowo większą mocą niż nominalna moc grzewcza jednostki. Pozwala to na doprowadzenie do obiektu dodatkowej energii w okresach zapotrzebowania szczytowego.

Skrzynka przyłączeniowa umożliwia odbiór energii wytworzonej w generatorze i dostarczenie jej do linii zasilającej główną skrzynkę rozdzielczą budynku. Następujące zabezpieczenia wbudowane są fabrycznie w skrzynce przyłączeniowej:

- monitorowanie napięcia,
- monitorowanie częstotliwości,
- układ wyłączenia kogeneratora w przypadku zaniku napięcia w sieci,
- zabezpieczenia różnicowo-prądowe wysokiej czułości.

Dzięki temu, że fabrycznie wbudowane zabezpieczenia elektryczne spełniają wszystkie wymogi stawiane przez dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce, przyłączenie kogeneratora do sieci odbywa się na zasadzie zgłoszenia do lokalnego dystrybutora, które w terminie do 30 dni zostaje zatwierdzone.

Skrzynka przyłączeniowa wyposażona jest w panel sterowania umożliwiający ustawianie trybów pracy urządzenia oraz odczyty ilości wytwarzanej energii elektrycznej a także temperatur wody grzewczej na obiegach dystrybutora ciepła i w zbiorniku magazynującym ciepło. W przypadku konieczności kompensacji mocy biernej, w skrzynce przyłączeniowej może być zamontowany odpowiedni moduł kompensacyjny.

Na rys. 5 przedstawiono zasadniczy schemat technologiczny produkcji ciepła i energii elektrycznej z zastosowaniem mikrokogeneracji MCHP XRGI i współpracującego kotła.

Zasada działania systemu MCHP XRGI:

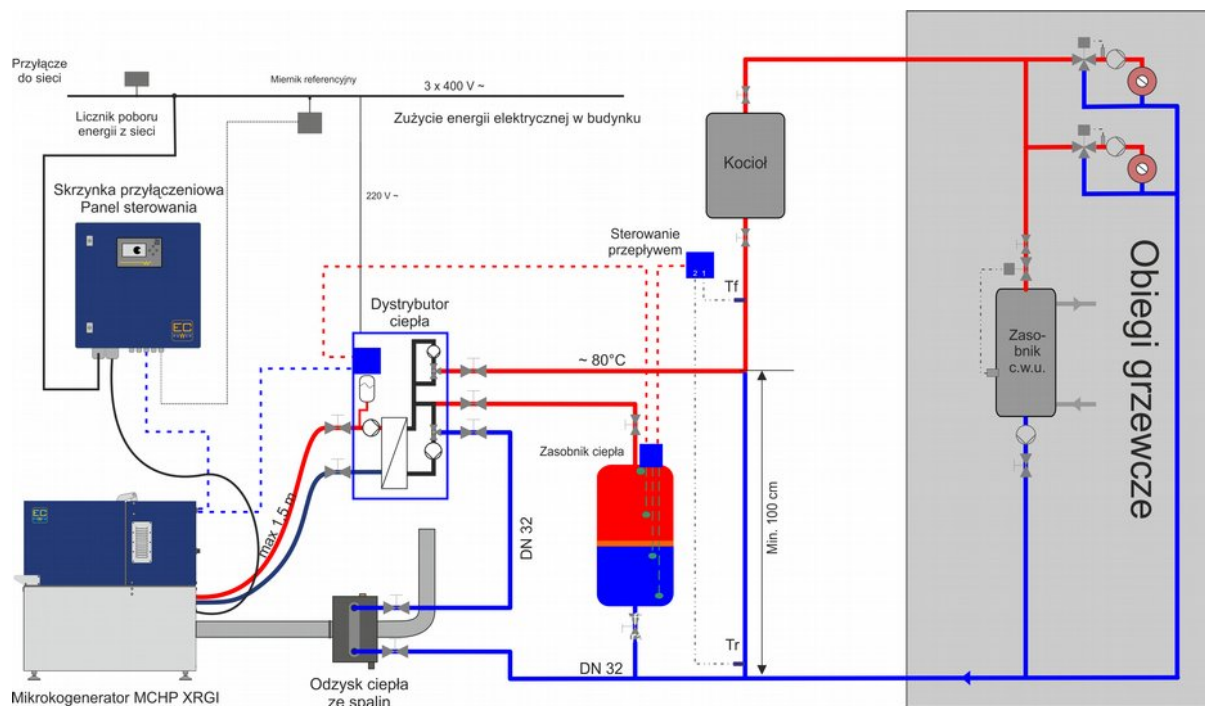
1. Produkcja ciepła

W przedstawionym na rys. 5 schemacie możemy zdefiniować 3 źródła energii cieplnej:

- jednostka kogeneracyjna MCHP XRGI,
- zbiornik magazynujący ciepło (wykorzystanie zmagazynowanej energii z kogeneratora),
- kocioł grzewczy (uzupełnienie energii w sytuacjach, kiedy obiekt wymaga więcej energii niż moc kogeneratora i zbiornika magazynującego ciepło).

Jeżeli obiegi grzewcze obiektu (grzejniki, ogrzewanie podłogowe, klimakonwektory, centrale wentylacyjne, itp.) wymagają dostarczenia do nich energii, wówczas dystrybutor kieruje strumień gorącej wody na rozdzielacze wyposażone w układy podmieszania. Układy podmieszania umożliwiają zapewnienie różnych temperatur wody grzewczej, odpowiednich dla poszczególnych obiegów. Równolegle do rozdzielaczy obiegów grzewczych zabudowany jest zbiornik magazynujący ciepłą wodę użytkową. Powrotne strumienie wody z obiegów grzewczych bądź z zasobnika c.w.u. trafiają do dystrybutora ciepła i zamykają obieg wody.

W pierwszej kolejności do zasilenia obiegów grzewczych dystrybutor wykorzystuje gorącą wodę ze zbiornika magazynującego ciepło. Ilość wody dostępnej do wykorzystania z tego zbiornika mierzona jest przez zespół czujników temperatury rozmieszczonych wzdłuż całej jego wysokości. W ten sposób dystrybutor ciepła informowany jest kiedy ciepła woda w zbiorniku zaczyna się wyczerpywać, i wówczas uruchamiany jest kogeneratorski dostarczający wodę grzewczą na rozdzielacze. Jeżeli ta ilość ciepła okaże się zbyt mała, wówczas uruchamia się kocioł, który uzupełnia bilans grzewczy budynku (obiektu).



Rys. 5. Schemat technologiczny produkcji ciepła i energii elektrycznej z zastosowaniem mikrokogeneracji MCHP XRGI [9].

W momencie, kiedy obiegi grzewcze zostaną odpowiednio wygrzane, wówczas spada zapotrzebowanie na ciepło i w pierwszej kolejności wyłącza się kocioł grzewczy, jeżeli był załączony. Jeżeli zapotrzebowanie na ciepło w dalszym ciągu spada, dystrybutor ciepła zatrzymuje przepływ strumienia ciepła z kogeneratora do obiegów grzewczych i przekierowuje go do ładowania zbiornika magazynującego ciepło. W momencie, kiedy cały zbiornik wypełniony jest gorącą wodą, na powrocie do dystrybutora ciepła pojawi się woda o temperaturze wyższej niż 75°C , co jest sygnałem do zatrzymania kogeneratora i oczekiwania na pojawienie się zapotrzebowania na ciepło na obiegach grzewczych.

Przy prawidłowym doborze jednostki mikrokogeneracyjnej do obiektu możliwe jest utrzymywanie ciągłej pracy kogeneratora 24 godziny na dobę przez cały rok i wykorzystanie w pełni wytwarzanej energii cieplnej, co jest najkorzystniejsze z punktu widzenia czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych.

2. Produkcja energii elektrycznej

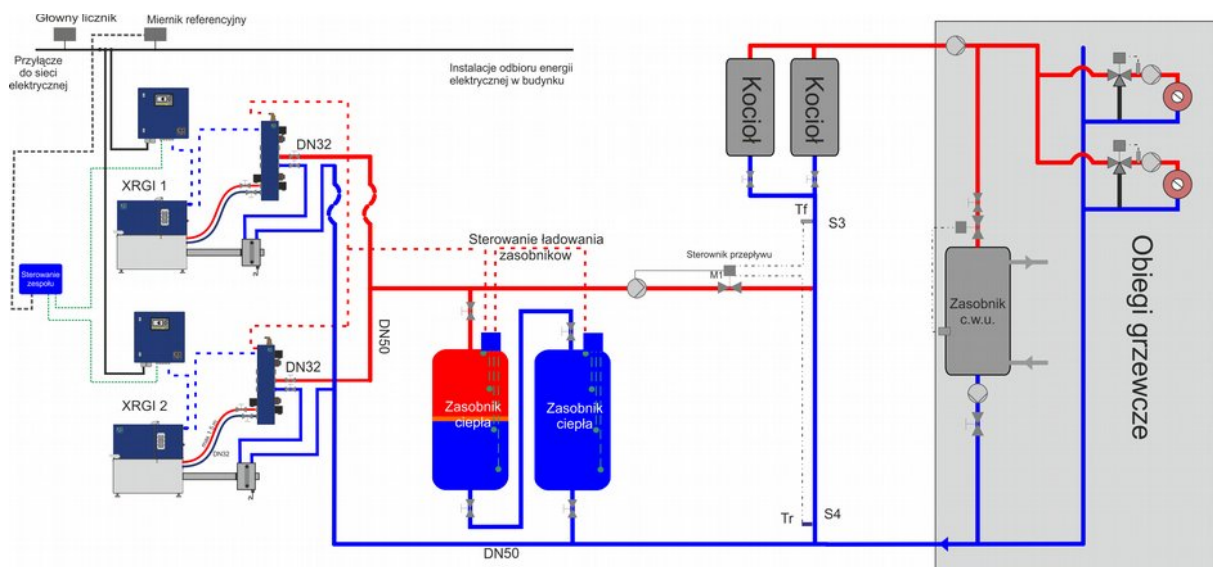
W przedstawionym na rys. 5 schemacie widoczne są przewody przekazujące energię elektryczną z generatora zabudowanego w jednostce kogeneracyjnej do skrzynki przyłączeniowej (czarna linia biegnąca z kogeneratora do skrzynki przyłączeniowej), w której zabudowane są wszystkie wymagane przez dystrybutorów zabezpieczenia, i dalej do głównej sieci zasilającej budynek. Punkt przyłączenia wytwarzanej energii elektrycznej do linii zasilającej budynek znajduje się pomiędzy głównym licznikiem energii a skrzynką rozdzielczą budynku. Na prawo od punktu przyłączenia widoczny jest miernik referencyjny. Miernik ten, poprzez przekładniki prądowe informuje układ kogeneracji jaka moc jest w danej chwili pobierana przez budynek. Na podstawie tej informacji, kogenerator dostosowuje swoją moc wyjściową do aktualnego zapotrzebowania budynku na energię elektryczną.

W układzie tym, gdzie za pomocą przekładników prądowych i miernika referencyjnego następuje porównanie i dostosowanie wytwarzanego przez generator prądu do aktualnego zapotrzebowania budynku, istnieją trzy możliwe warianty pracy:

- jeżeli kogenerator obciążony jest elektrycznie poniżej 50% swojej nominalnej wydajności (tab. 1), oznaczałoby to spadek jego wydajności (mierzonej jako stosunek zużytego paliwa do uzyskanej energii wyjściowej) poniżej akceptowalnych wartości i dlatego układ wówczas automatycznie się wyłącza i całość zużywanej energii elektrycznej pobierana jest z sieci,
- jeżeli kogenerator obciążony jest elektrycznie pomiędzy 50 a 100% swojej wydajności nominalnej (tab. 1), wówczas całość energii wymaganej przez budynek zapewniana jest przez kogenerator i z sieci nie jest pobierana energia elektryczna,
- jeżeli budynek wymaga dostarczenia energii elektrycznej w ilości przekraczającej moc nominalną kogeneratorsa, wówczas kogenerator dostarcza do budynku prąd w ilości swojej mocy nominalnej, natomiast pozostała część pobierana jest z sieci.

Takie rozwiązanie oznacza w pełni autonomiczną regulację układu MCHP XRGI do aktualnych potrzeb budynku we współpracy z siecią energetyczną. W układzie tym, dzięki modulacji mocy wyjściowej, nie dochodzi w żadnym momencie do wysyłania energii elektrycznej do sieci. Technicznie jest to możliwe (zmiana trybu na panelu sterowania), jednak w obecnej sytuacji w Polsce jest to nieopłacalne i największe oszczędności uzyskiwane są jeżeli budynek jest w stanie skonsumentować całą ilość energii wytworzonej przez kogenerator.

Układy mikrokogeneracji MCHP XRGI nie mogą być stosowane jako źródło zasilania awaryjnego na wypadek zaniku napięcia w sieci energetycznej. Ze względu na zastosowanie tu asynchronicznego generatora energii elektrycznej, konieczne jest jego wzbudzenie oraz synchronizacja do sieci zewnętrznej. W momencie zaniku napięcia w sieci energetycznej, układ kogeneracji wyłącza się automatycznie w ciągu 20 ms ze względów bezpieczeństwa ewentualnych prac prowadzonych na transformatorze bądź linii przesyłowej. W przypadku konieczności zapewnienia w budynku zasilania awaryjnego (np. na terenach o dużej częstotliwości występowania awarii sieciowych) uzasadnione jest doposażenie układu mikrokogeneracji MCHP XRGI w awaryjny generator energii elektrycznej (o mocy dobranej do zasilania wybranych, priorytetowych odbiorników), bądź zastosowanie kogeneracji semi off-grid (zbudowanej na bazie generatora synchronicznego, zdolnej do pracy w systemie wyspowym). Jednakże generatory asynchroniczne są trwalszą i bardziej niezawodną konstrukcją.



Rys. 6. Układ kaskady mikrokogeneratorów MCHP XRGI zasilających obiekt (dwie jednostki lub dowolna większa ilość) [9].

W obiektach gdzie występuje duże całoroczne i całodobowe zapotrzebowanie na ciepło i energię elektryczną, najczęściej wykorzystywany jest układ kaskady dwóch lub więcej mikrokogeneratorów MCHP XRGI (rys. 6.). W układzie takim pojawia się dodatkowy element automatyki „sterowanie zespołu”, który zarządza kolejnością rozruchu jednostek kogeneracyjnych oraz zapewnia równomierne rozłożenie godzin pracy poszczególnych jednostek.

Typoszereg mikrokogeneratorów MCHP XRGI został przedstawiony w tab. 1. Spośród wszystkich przedstawionych danych wyróżnić należy następujące elementy:

- niski poziom hałasu generowany przy pracy jednostek (49 dB(A)),
- długie czasy okresów międzyprzeglądowych (10 000 motogodzin dla mniejszych, oraz 6 000 do 8 000 motogodzin dla większych jednostek),
- wysoka sprawność całkowita przetwarzania energii z paliwa (102 – 106% przy uwzględnieniu ciepła kondensacji, pomiary z uwzględnieniem wartości opałowej paliwa), małe gabaryty umożliwiające montaż w istniejących i nowoprojektowanych obiektach,
- pięcioletni okres gwarancji producenta dla wszystkich podzespołów MCHP XRGI.

Tab. 1. Dane techniczne typoszeregu gazowych mikrokogeneratorów MCHP XRGI [9]

	XRGI 6	XRGI 9	XRGI 15	XRGI 20
Moc elektryczna (modulowana)	2,5 - 6,0 kW	4,0 - 9,0 kW	6,0 - 15,2 kW	10,0 - 20,0 kW
Moc cieplna (modulowana)	8,5 - 13,5 kW	14,0 - 20,0 kW	17,0 - 30,0 kW	25,0 - 40,0 kW
Sprawność całkowita (z odzyskiem ciepła kondensacji wilgoci w spalinach, dla kalkulacji z wartością opałową paliwa)	102%	104%	102%	106%
Silnik	Spalinowy, rzędowy			
Liczba cylindrów	3	3	4	4
Pojemność	952 cm ³	952 cm ³	2237 cm ³	2237 cm ³
Paliwo	Gaz ziemny, LPG			
Chłodzenie	Wodne – odbiór ciepła z silnika i generatora			
Emisja CO	<150 mg/m ³	<50 mg/m ³	46/89 ^{*)} mg/m ³	25/49 ^{*)} mg/m ³
Emisja NO _x	<350 mg/m ³	<100 mg/m ³	49/314 ^{*)} mg/m ³	26/84 ^{*)} mg/m ³
Generator	Asynchroniczny, 3-fazowy, cos φ - 0,8			
Napięcie	400 V	400 V	400 V	400 V
Prąd nominalny/maksymalny	12/12 A	20/20 A	27/27 A	40/40 A
Okresy między przeglądami	10 000 godzin	10 000 godzin	8 500 godzin	6 000 godzin
Temperatura wody - zasilanie	80 - 85 °C			
Temperatura wody - powrót	5 - 75 °C			
Poziom generowanego hałasu	< 49 dB(A), w odległości 1 m			

^{*)} Przy obciążeniu częściowym/pelnym

4. Dobór mocy układu kogeneracyjnego

Układ mikrokogeneracji powinien być prawidłowo dobrany do zapotrzebowania danego obiektu na energię elektryczną i ciepło oraz ich zmian w czasie roku. Prawidłowy dobór mocy kogeneratora bądź zespołu kogeneratorów zapewnia ciągłą pracę jednostek kogeneracyjnych nawet 24 godziny na dobę przez cały rok. Dzięki takiemu wykorzystaniu osiągane są najwyższe oszczędności eksploatacyjne i najkrótsze czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych.

Aby układ kogeneracji mógł pracować przez największą liczbę godzin w czasie roku konieczny jest jego dobór z uwzględnieniem wartości mocy elektrycznej i cieplnej jakie występują stale w okresie roku. Bazowanie na najmniejszych, podstawowych poborach mocy oznacza, że wartości te będą występować stale przez cały rok i na tym poziomie zapewniony będzie stały odbiór obu strumieni energii wytwarzanej przez kogenerator.

Częstym błędem popełnianym przez inwestorów jest próba doboru kogeneratorów do wartości maksymalnych zużycia energii elektrycznej lub cieplnej. W takiej sytuacji kogenerators będzie pracował ze swoją nominalną wydajnością zaledwie kilkaset godzin w czasie roku, a przez dużą część czasu będzie wyłączony. Błędem jest również próba doboru kogenerators przez porównanie do aktualnie zainstalowanej mocy kotłów grzewczych w obiekcie. Należy pamiętać, że kotłownia łącznie pracuje maksymalnie przez około 8 – 10 godzin na dobę, natomiast kogenerators przez 24 godz. na dobę. Oznacza to, że np. kotłownia o mocy 120 kW pracująca przez 10 godz. wytworzy 960 kWh energii cieplnej. Dokładnie taką samą ilość energii cieplnej wytworzy mikrokogenerators o mocy grzewczej 40 kW pracujący przez 24 godz.

Przeprowadzenie doboru mocy układu kogeneracji wymaga pozyskania następujących danych dotyczących analizowanego obiektu:

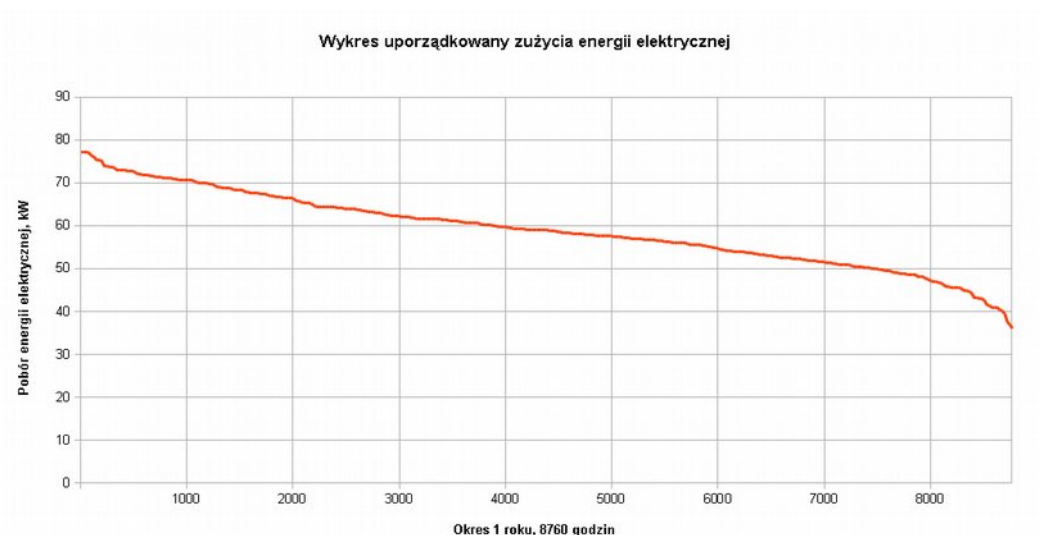
- pobór mocy elektrycznej w czasie roku,
- zapotrzebowanie na energię cieplną w czasie roku.

Informację na temat poboru mocy elektrycznej można uzyskać na dwa sposoby. Dla istniejących obiektów możliwe jest uzyskanie od dystrybutora energii elektrycznej odczytów poboru mocy w okresie jednego roku w odstępach 15-to minutowych [9]. Na tej podstawie możliwe jest wykonanie wykresu uporządkowanego poboru mocy i stwierdzenie poniżej jakiej wartości zapotrzebowanie nigdy nie spada w czasie roku. Z kolei dla projektowanych obiektów możliwe jest zebranie informacji o łącznej mocy odbiorników elektrycznych przewidzianych do pracy ciągłej (np. pompy obiegowe, silniki układu wentylacji, układy sterowania, itp.).

Na rys. 7 przedstawiono przykład uporządkowanego wykresu poboru mocy elektrycznej w czasie roku w obiekcie basenowym o powierzchni całkowitej 3000 m² i powierzchni basenu 312 m².

Dla przykładu przedstawionego na rys. 7 widoczne jest, że uzasadniony jest tu dobór zespołu nawet trzech mikrokogeneratorów XRGI 20 o łącznej mocy elektrycznej modulowanej w zakresie 30 – 60 kW. Wbudowana automatyka zespołu MCHP XRGI kontroluje równomierne rozłożenie czasu pracy na wszystkie trzy kogeneratory. Tak więc każdy z kogeneratorów będzie pracować przez około 8340 godz. w skali roku.

Równolegle do przeprowadzonej analizy poboru mocy elektrycznej należy przeprowadzić analizę zużycia ciepła w obiekcie. Informację na temat zapotrzebowania na ciepło możemy uzyskać na dwa sposoby. Dla istniejących obiektów możliwa jest analiza odczytów zużycia gazu bądź też zakupionej energii grzewczej z sieci w okresach miesięcznych lub częstszych.



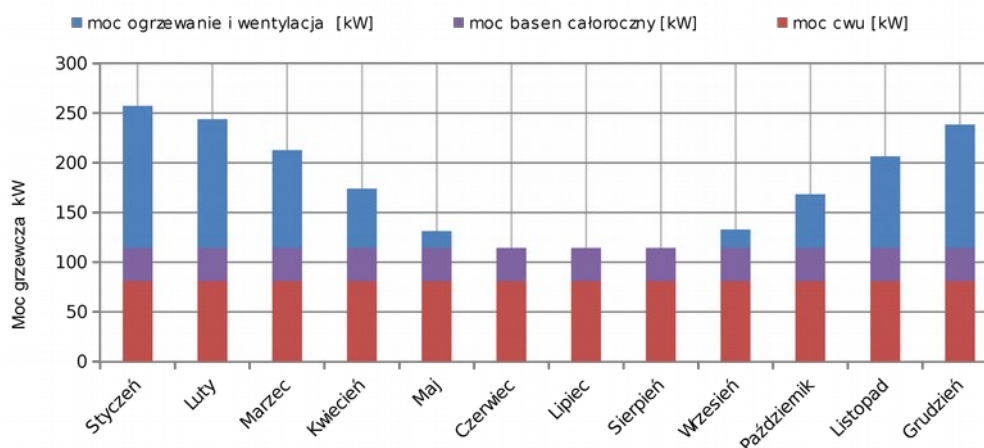
Rys. 7. Wykres uporządkowany poboru mocy elektrycznej w czasie roku w obiekcie basenowym o powierzchni całkowitej 3000 m² i powierzchni basenu 312 m².

Na tej podstawie możliwe jest wykonanie wykresu obrazującego profil zapotrzebowania na ciepło w skali roku. Znajomość ilości energii cieplnej oraz okresu czasu w jakim ma być ona dostarczona pozwala na oszacowanie potrzebnej mocy urządzeń wytwórczych i stwierdzenie poniżej jakiej wartości moc ta nigdy nie spada. Z kolei dla projektowanych obiektów możliwe jest przeprowadzenie symulacji łącznego zapotrzebowania na:

- energię grzewczą dla pomieszczeń,
- ciepło dla układu wentylacji,
- podgrzew ciepłej wody użytkowej,
- ciepło dla technologii basenu,
- ciepło dla procesów produkcyjnych,

również w odcinkach miesięcznych lub częstszych, i na tej podstawie określenie stałego minimalnego zapotrzebowania na moc grzewczą w skali roku.

Na rys. 8 przedstawiony został przykładowy rozkład zapotrzebowania na moc grzewczą dla obiektu basenowego o powierzchni całkowitej 3000 m² z basenem 312 m².



Rys. 8. Rozkład zapotrzebowania na moc grzewczą w czasie roku dla obiektu basenowego o powierzchni całkowitej 3000 m² z basenem 312 m².

Z rys. 8 wynika, że dla analizowanego obiektu minimalna moc grzewcza, która wykorzystywana jest stale przez cały rok, to około 113 kW. Tak więc dobór trzech jednostek XRGI 20 (przyjętych na podstawie zapotrzebowania elektrycznego) jest potwierdzony również od strony cieplnej. Zespół trzech mikrokogeneratorów XRGI 20 wytwarza moc grzewczą modulowaną w zakresie 60 – 120 kW. W miesiącach letnich możliwe będzie wyłączenie kotłowni gazowej bądź zaprzestanie zakupu ciepła z sieci. Wykres ten umożliwia odpowiedni dobór kogeneracji, ponieważ obrazuje ciągłe zapotrzebowanie na moc grzewczą, a jednostki kogeneracyjne przewidziane są do pracy ciągłej. W przypadku innych źródeł energii grzewczej, które nie pracują 24 godz. na dobę, konieczne byłoby ich odpowiednie przewymiarowanie.

Podsumowując, dla każdego rozpatrywanego przypadku należy określić poziom podstawowego, stałego na przestrzeni roku poboru mocy:

- elektrycznej,
- grzewczej.

Są to dwa kryteria, które należy rozpatrywać oddzielnie. Możemy mieć do czynienia z sytuacjami, kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną wskazuje, że uzasadniony byłby dobór np. 4 jednostek XRGI, natomiast od strony cieplnej może być widoczne, że tylko 2 jednostki XRGI wystarczą na pokrycie podstawowego, stałego zapotrzebowania. Oznacza to, że dla takiego przypadku dobierzemy dwie jednostki kogeneracyjne, ponieważ będą one miały przez cały rok zapewniony odbiór obu strumieni energii – elektrycznej i cieplnej. Jednostka kogeneracyjna przy zaprzestaniu odbioru którejkolwiek z tych energii poniżej dolnego poziomu modulacji zostałaby automatycznie wyłączona. Przedstawiony sposób doboru zapewnia, że wyłączenia takie nie będą następować i urządzenia wytwarzać będą energię przez cały rok, co bezpośrednio przekłada się na wysokość oszczędności eksploatacyjnych.

5. Obiekty referencyjne

W celu przeprowadzenia analizy zasadności stosowania gazowej mikrokogeneracji w budynkach o różnym stopniu zapotrzebowania na energię cieplną i elektryczną zdefiniowane zostały następujące obiekty. W nawiasach podano zaszeregowanie danego obiektu do określonego segmentu rynkowego energetyki prosumenckiej [10]:

1. Budynek mieszkalny o powierzchni 180 m² (segment PME 1).
2. Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m² (segment PME 1).
3. Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m² z basenem sezonowym 30 m² (segment PME 1).
4. Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m² z basenem całorocznym 30 m² (segment PME 1),
5. Pensjonat o powierzchni 380 m² (segment AG 1),
6. Wspólnota mieszkaniowa w budownictwie szeregowym 20 × 180 m² (segment PME 2),
7. Wspólnota mieszkaniowa w budownictwie szeregowym 40 × 80 m² (segment PME 2),
8. Hotel o powierzchni 1000 m² (segment AG 1),
9. Hotel o powierzchni 1000 m² z basenem całorocznym 80 m² (segment AG 1),
10. Hotel o powierzchni 2000 m² (segment AG 1),
11. Hotel o powierzchni 2000 m² z basenem całorocznym 80 m² (segment AG 1),
12. Hotel o powierzchni 4000 m² (segment AG 1),

13. Hotel o powierzchni 4000 m² z basenem całorocznym 120 m² (segment AG 1),
14. Kompleks basenu miejskiego o powierzchni 3000 m² z basenem 312 m² (segment PISE 3),
15. Zakład produkcyjny o powierzchni 2000 m² z zapotrzebowaniem ciągłym na energię ciepłą, moc 70 kW (segment AG 2, AG 3, AG 4),
16. Zakład produkcyjny o powierzchni 2000 m² z zapotrzebowaniem ciągłym na energię ciepłą, moc 140 kW (segment AG 2, AG 3, AG 4).

Obiekty referencyjne zostały dobrane w sposób umożliwiający przeprowadzenie analiz dla szerokiego zakresu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepłą. Przyjęcie takiego zakresu pozwoliło na ustalenie obiektów, dla których zastosowanie gazowej mikrokogeneracji jest uzasadnione ze względów ekonomicznych.

6. Bilanse energetyczne budynków referencyjnych – metodyka wyznaczania

Dla przyjętych obiektów referencyjnych przeprowadzone zostały symulacje prowadzące do określenia zmian zapotrzebowania budynków na energię ciepłą w skali roku, tak, aby w powiązaniu z zapotrzebowaniem na energię elektryczną, nakładami inwestycyjnymi oraz oszczędnościami eksploatacyjnymi, określić prosty czas zwrotu zakupu i montażu instalacji MCHP.

Jednym z elementów prawidłowego doboru jednostki kogeneracyjnej do potrzeb obiektu jest określenie profilu zapotrzebowania budynku na energię ciepłą i jego zmian w skali roku. Dla poszczególnych obiektów referencyjnych oszacowane zostały następujące elementy dotyczące zapotrzebowania na energię ciepłą:

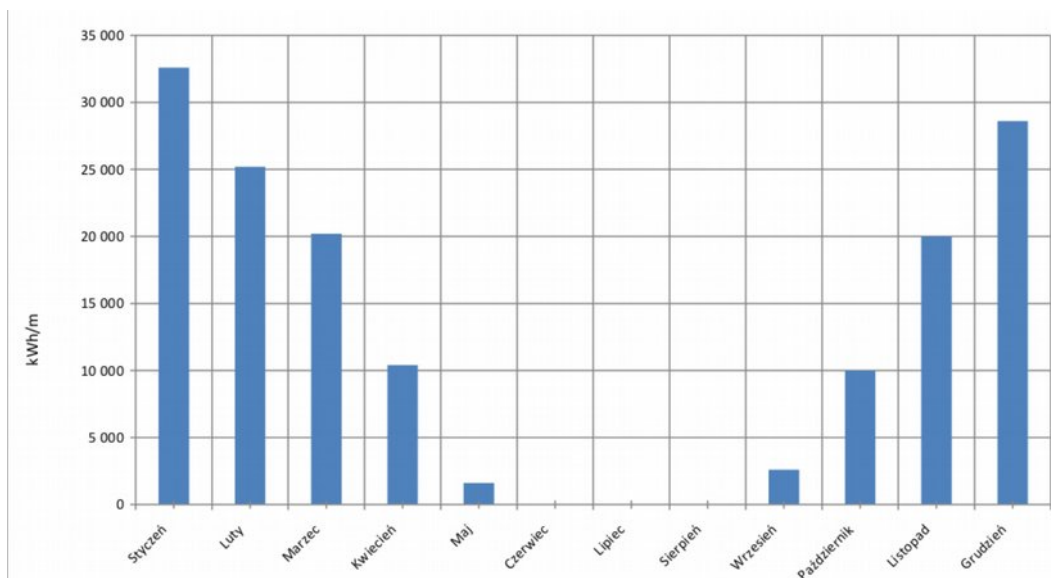
- ogrzewanie i wentylacja budynków,
- produkcja ciepłej wody użytkowej,
- technologia basenu,
- procesy produkcyjne.

Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania i wentylacji pomieszczeń określone zostało przy użyciu programu CASAnova opracowanego przez Uniwersytet Siegen w Niemczech. Następujące parametry zostały uwzględnione w symulacji:

- geometria i powierzchnia budynku,
- współczynniki przenikania okien i przeszkleń,
- współczynniki izolacyjności przegród budowlanych,
- zadane temperatury w budynku, zyski ciepła, typ wentylacji, sprawność odzysku ciepła,
- strefa klimatyczna lokalizacji budynku.

Obliczenia zapotrzebowania na ciepło w programie CASAnova oparte są o normę EN 832 [11]. Zastosowanie programu CASAnova pozwoliło na wykonanie wykresów rocznego profilu zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania i wentylacji dla każdego z analizowanych obiektów. Na rys. 9 przedstawiony został przykładowy profil zapotrzebowania energii cieplnej na potrzeby ogrzewania pomieszczeń obiektu i powietrza wentylacyjnego.

Kolejnym elementem ujętym w całościowym bilansie zapotrzebowania na ciepło jest produkcja ciepłej wody użytkowej i moc wymagana do jej produkcji. Kalkulacje te wykonane zostały na podstawie norm dotyczących projektowania instalacji wodociągowych i instalacji grzewczych w budynkach [12, 13, 14].



Rys. 9. Przykładowy profil zapotrzebowania energii cieplnej na potrzeby ogrzewania pomieszczeń i powietrza wentylacyjnego.

Roczne zapotrzebowanie ciepła użytkowego określone zostało zgodnie z równ. 1.

$$Q_{Wnd} = \frac{V_{cw} \cdot L_i \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (\theta_{cw} - \theta_o) \cdot k_t \cdot t_{uz}}{1000 \cdot 3600}$$

Równ. 1. Obliczanie rocznego zapotrzebowania ciepła użytkowego [14].

Symbole użyte w równ. 1 oznaczają:

$Q_{W,nd}$ – roczne zapotrzebowanie ciepła użytkowego, kWh/rok,

V_{cw} – jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody użytkowej, $\text{dm}^3/(\text{j.o.}) \cdot \text{doba}$,

L_i – liczba jednostek odniesienia, osoby,

c_w – ciepło właściwe wody, przyjmowane jako $4,19 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$,

ρ_w – gęstość wody, przyjmowana jako $1000 \text{ kg}/\text{m}^3$,

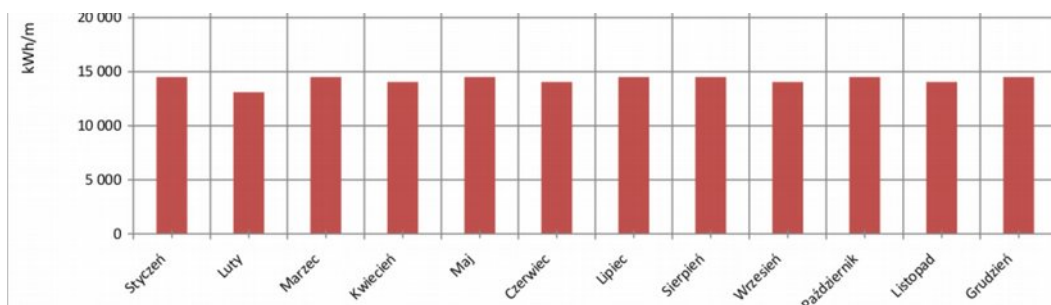
θ_{cw} – temperatura ciepłej wody w zaworze czterpalnym, 55°C ,

θ_o – temperatura wody zimnej, przyjmowana jako 10°C ,

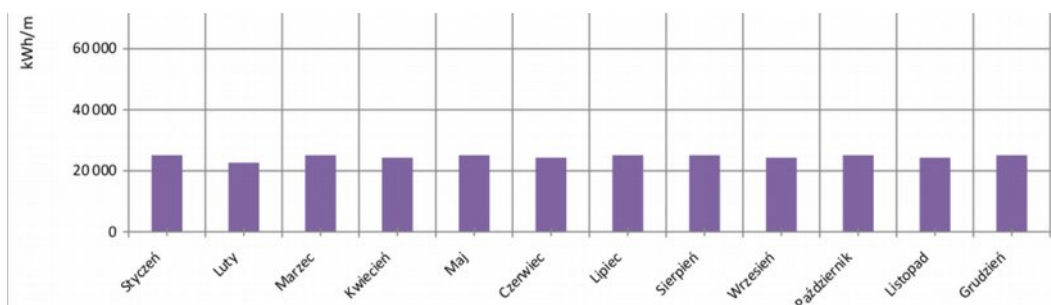
k_t – współczynnik korekcyjny temperatury θ_{cw} – dla temperatury 55°C równy 1,00; dla 50°C 1,12; dla 45°C 1,28; wartości pośrednie interpolowane liniowo,

t_{uz} – czas użytkowania, doby.

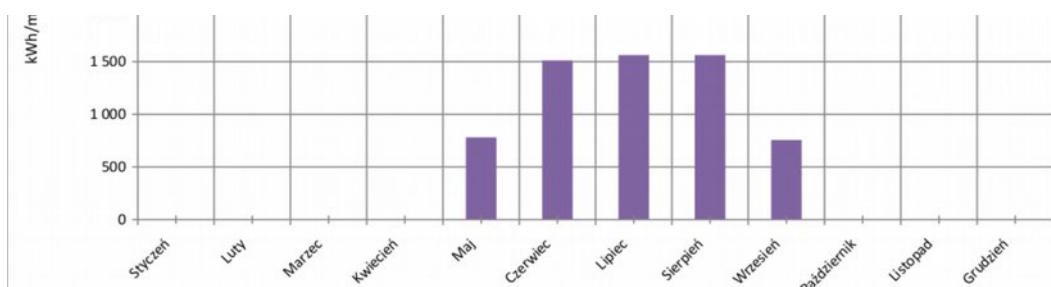
Na rys. 10 przedstawiony został przykładowy profil zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową w skali roku, z podziałem na poszczególne miesiące.



Rys. 10. Przykładowy profil zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową w skali roku.



Rys. 11. Przykładowy profil zapotrzebowania na energię do podgrzewu wody basenu całorocznego.



Rys. 12. Przykładowy profil zapotrzebowania na energię do podgrzewu wody basenu letniego.

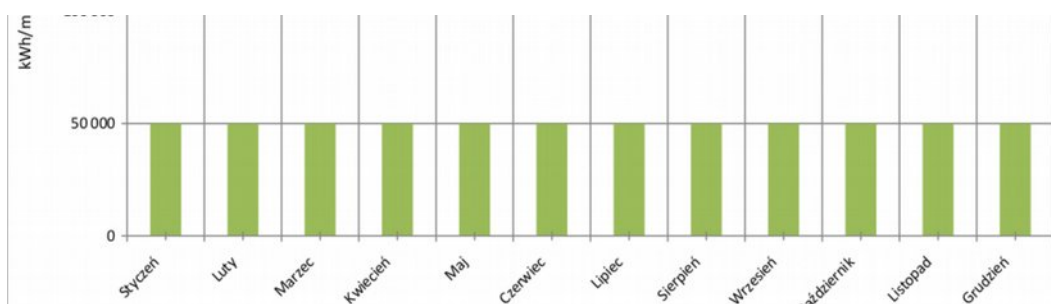
Następnym elementem całościowego zapotrzebowania na energię cieplną obiektu jest energia związana z podgrzewem wody basenu. Utrzymanie odpowiedniej temperatury wody związane jest w tym przypadku z następującymi elementami składowymi:

- ciepło do podgrzewu wody obiegowej,
- uzupełnienie strat przenikania ciepła do podłoża basenu,
- uzupełnienie strat związanych z odparowaniem wody,
- ciepło do podgrzewu wody stanowiącej uzupełnienie ubytków.

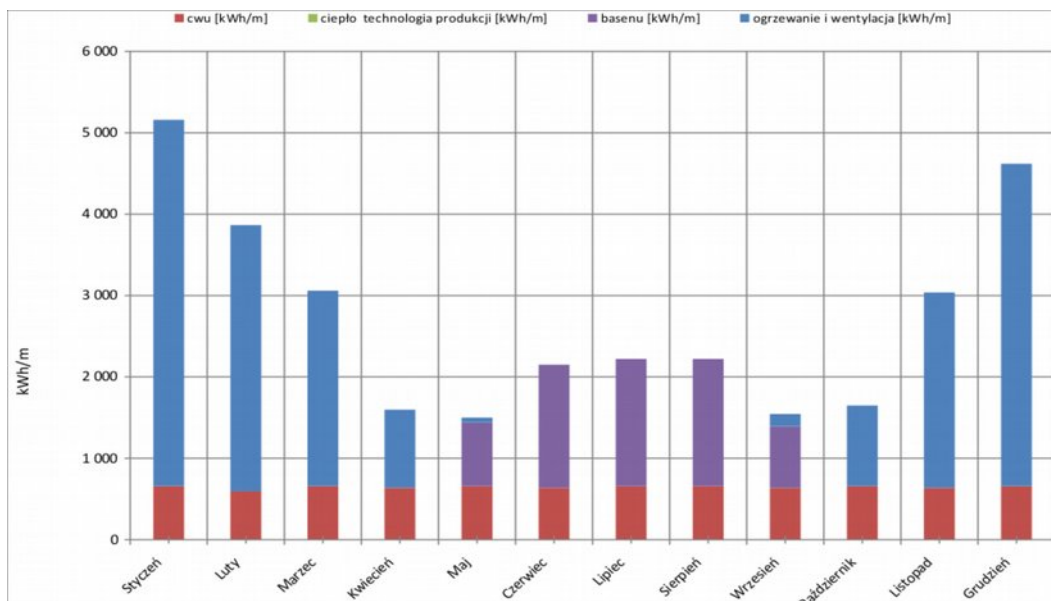
Ilość energii dostarczanej do wody basenu o określonej geometrii została oszacowana na podstawie ogólnej metodyki przyjętej dla technologii basenowych [15].

Na rys. 11 i 12 przedstawione zostały przykładowe profile zapotrzebowania na energię do podgrzewu wody basenu, z podziałem na poszczególne miesiące. Rysunek 11 przedstawia profil zapotrzebowania energii cieplnej dla basenu całorocznego, natomiast rys. 12 dla basenu zewnętrznego, eksploatowanego w miesiącach letnich.

Ostatnią z ujętych w analizie składowych zapotrzebowania na energię cieplną dla analizowanych obiektów jest ciepło wykorzystywane w procesach produkcyjnych. Dane odnośnie ciepła wykorzystywanego w tego typu procesach (linie technologiczne) pobrane zostały z rzeczywistych zakładów produkcyjnych. Na rys. 13 przedstawiony został przykładowy profil zapotrzebowania na energię cieplną w zakładzie produkcyjnym w skali roku, z podziałem na poszczególne miesiące.



Rys. 13. Przykładowy profil zapotrzebowania na energię cieplną w zakładzie produkcyjnym.



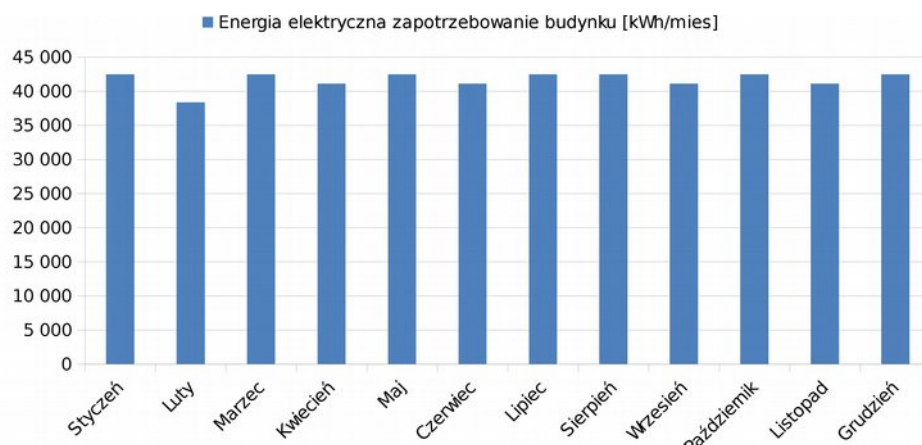
Rys. 14. Przykładowy profil łącznego zapotrzebowania na energię cieplną w obiekcie w skali roku, z uwzględnieniem różnych punktów odbioru energii.

Po uwzględnieniu wszystkich elementów zapotrzebowania na energię występujących w danym obiekcie możliwe jest sporządzenie wykresu przedstawiającego profil łącznego zapotrzebowania na energię cieplną danego budynku z podziałem na poszczególne miesiące. Umożliwia to określenie podstawowej wartości energii cieplnej, poniżej której zapotrzebowanie nie spada w skali całego roku.

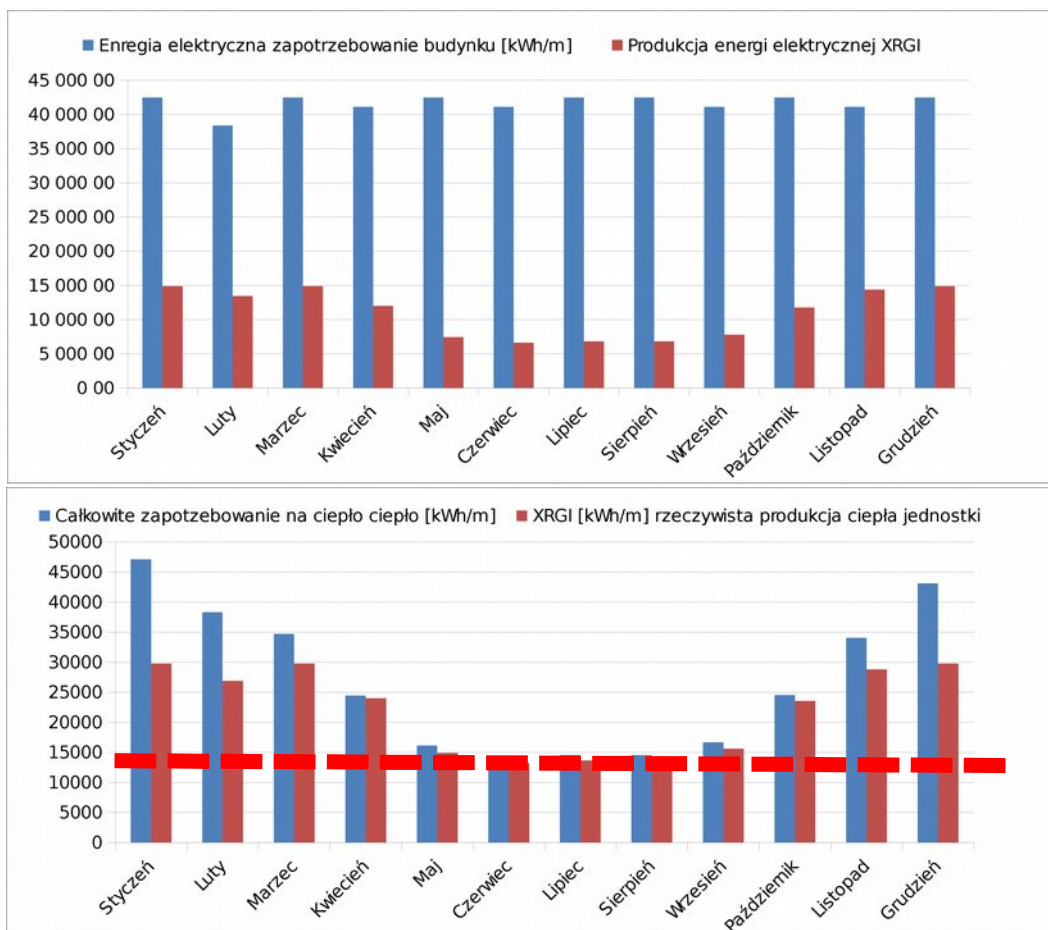
Na rys. 14 przedstawiony został przykładowy profil zapotrzebowania na energię cieplną w zakładzie produkcyjnym w skali roku, z podziałem na poszczególne miesiące.

Poza energią cieplną, w przypadku mikrokogeneracji konieczne jest również określenie całorocznego zapotrzebowania budynku na energię elektryczną. Dane o poborze mocy elektrycznej w budynku mogą zostać uzyskane od dystrybutora energii elektrycznej [9].

Na rys. 7 przedstawiono przykładowy uporządkowany wykres poboru mocy elektrycznej w czasie jednego roku w odstępach 15-to minutowych. Określona ilość pobieranej rocznie energii elektrycznej może być podzielona na okresy miesięczne, tak aby możliwe było porównanie zapotrzebowania na energię i energii pozyskiwanej z kogeneracji. Na rys. 15 przedstawiono przykładowy rozkład zapotrzebowania na energię elektryczną w podziale na poszczególne miesiące.



Rys. 15. Przykładowy rozkład zapotrzebowania na energię elektryczną w obiekcie w skali roku.



Rys. 16. Przykład odniesienia ilości energii możliwej do uzyskania z mikrokogeneracji do ilości energii elektrycznej (górny wykres) i ciepłej (dolny wykres) wymaganej dla analizowanego obiektu. Czerwona linia wskazuje podstawę doboru zapewniającą nieprzerwaną pracę układu MCHP przez cały rok.

Przedstawiona metodyka oszacowania zapotrzebowania obiektu na energię ciepłą i elektryczną pozwala na utworzenie dwóch profili energetycznych obiektu, na które nakładane są wykresy energii uzyskiwanych z dobieranych jednostek kogeneracyjnych. Stanowi to możliwość określenia optymalnej ilości i mocy mikrokogeneratorów dobieranych dla analizowanego obiektu, z zachowaniem najdłuższych czasów pracy w skali roku. Na rys. 16 przedstawiony został przykład odniesienia ilości energii z kogeneracji do ilości energii wymaganej dla obiektu. W tym przypadku kryterium decydującym o ilości/mocy jednostek kogeneracyjnych, czyli czynnikiem limitującym tą ilość/moc, jest energia ciepła.

7. Metodyka szacowania oszczędności eksploatacyjnych

Technologia gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI charakteryzuje się dużymi oszczędnościami na etapie eksploatacji, które wynikają z:

- niskiej ceny kilowatogodziny energii z paliw gazowych,
- wyjątkowo dużej sprawności całkowitej jednostki mikrokogeneracyjnej.

Układ tradycyjny			
	Energia kWh	Cena jedn. zł/kWh	Koszt zł/h
Zakup energii elektrycznej	20	0 50 zł	10 00 zł
Wytwarzanie energii cieplnej	40	0 20 zł	8 00 zł
RAZEM:			18 00 zł

Układ kogeneracji MCHP			
	Energia kWh	Cena jedn. zł/kWh	Koszt zł/h
Wytwarzanie energii elektrycznej	20	0 56 zł	11 20 zł
Wytwarzanie energii cieplnej	40	0 00 zł	0 00 zł
RAZEM:			11 20 zł

Rys. 17. Porównanie kosztów godziny pracy układu tradycyjnego (zakup energii elektrycznej z sieci, praca gazowego kotła grzewczego) i kogeneracyjnego (praca jednej jednostki MCHP XRGİ 20).

Na rys. 17 przedstawiono porównanie kosztów eksploatacyjnych dostarczania do budynku przez 1 godzinę energii elektrycznej 20 kW i cieplnej 40 kW dla dwóch wariantów:

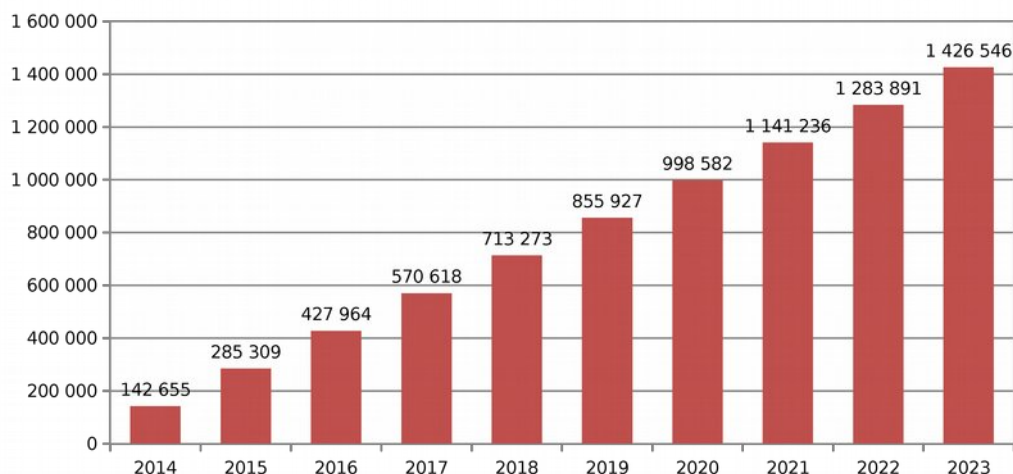
- układ tradycyjny, gdzie energia elektryczna kupowana jest z sieci a ciepło wytwarzane przez gazowy kocioł grzewczy,
- układ mikrokogeneracji, gdzie energia elektryczna i cieplna wytwarzana jest przez jedną jednostkę kogeneracyjną XRGİ 20.

Na potrzeby obliczeń przyjęto koszt netto energii elektrycznej 0,50 zł/kWh i gazu ziemnego 1,80 zł/m³.

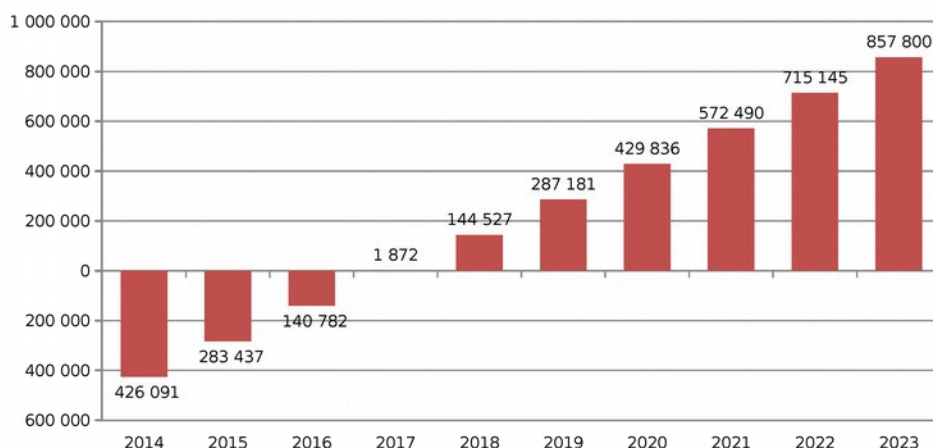
Z przedstawionego porównania wynika, że wytworzenie takich samych ilości energii elektrycznej i cieplnej jest tańsze w układzie kogeneracji o około 38% niż w układzie tradycyjnym.

Określone kalkulacje jednostkowe zostały odniesione do rzeczywistych ilości energii i czasów pracy w analizowanym obiekcie. Poniżej przedstawiono kalkulacje oszczędności eksploatacyjnych dla obiektu basenowego o powierzchni 3000 m² z basenem 312 m², w którym zastosowano 3 jednostki mikrokogeneracyjne XRGİ 20.

Na rys. 18 widoczne jest, że zastosowanie trzech jednostek gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGİ 20 pozwala na uzyskanie oszczędności eksploatacyjnych rzędu 142.655,- zł na rok.



Rys. 18. Oszczędności eksploatacyjne wynikające z zastosowania układu trzech jednostek gazowej mikrokogeneracji XRGİ 20 w obiekcie basenowym.



Rys. 19. Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych instalacji trzech jednostek mikrokogeneracyjnych XRGI 20 zastosowanych w obiekcie basenowym.

W celu określenia prostego czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych w dalszej kalkulacji uwzględnione zostały następujące elementy składowe:

- koszt zakupu urządzeń MCHP XRGI (kompletny układ – jednostki kogeneracyjne, dystrybutory ciepła, skrzynki przyłączeniowe, zbiorniki magazynujące ciepło),
- koszt projektu instalacji od strony hydraulicznej i elektrycznej (wraz z wymaganymi zgłoszeniami),
- koszt montażu i rozruchu instalacji,
- koszty okresowych przeglądów serwisowych.

Analiza przedstawiona na rys. 19 pozwala na stwierdzenie prostego czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych dla przedstawionego obiektu na poziomie 4 lat. W przypadku pozyskania dla inwestycji dofinansowania rządu 30%, czas zwrotu skróci się do około 2,8 roku.

8. Efekty ekologiczne w kontekście systemów dofinansowań

Aby technologia mogła pozyskiwać wsparcie w postaci dofinansowań z funduszy ochrony środowiska, musi zapewniać osiągnięcie pozytywnego efektu środowiskowego po jej wdrożeniu w postaci redukcji emisji zanieczyszczeń do środowiska w porównaniu do aktualnie stosowanych rozwiązań.

Efekt środowiskowy dla gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI został przeanalizowany na przykładzie obiektu basenowego o powierzchni całkowitej 3000 m² z basenem o powierzchni 312 m², w którym zastosowano 3 jednostki mikrokogeneracyjne XRGI 20.

Emisja CO₂ przed modernizacją:

- energia cieplna uzyskiwana w istniejącej kotłowni ze spalania gazu powoduje emisję CO₂ w ilości 330500 kg/rok,
 - energia elektryczna w całości zakupowana z sieci od dystrybutora energii (powstała ze spalania węgla w elektrowni) powoduje emisję CO₂ w ilości 624800 kg,
- co w sumie daje całkowitą wartość 955300 kg/rok.

Emisja CO₂ po zastosowaniu 3 jednostek mikrokogeneracji XRGI 20:

- energia cieplna uzyskiwana z zespołu kogeneracyjnego zasilanego gazem powoduje emisję CO₂ w ilości 324700 kg/rok,
- dodatkowa energia cieplna uzyskiwana szczytowo z kotłowni ze spalania gazu (istniejąca kotłownia działająca szczytowo na potrzeby uzupełnienia bilansu cieplnego) powoduje emisję CO₂ w ilości 107100 kg/rok,
- energia elektryczna uzyskiwana z zespołu kogeneracyjnego zasilanego gazem nie powoduje dodatkowej emisji CO₂ - całość emisji uwzględniono przy produkcji energii cieplnej,
- dodatkowa energia elektryczna zakupiona z sieci (na potrzeby uzupełnienia bilansu) powoduje emisję CO₂ w ilości 192001 kg/rok,

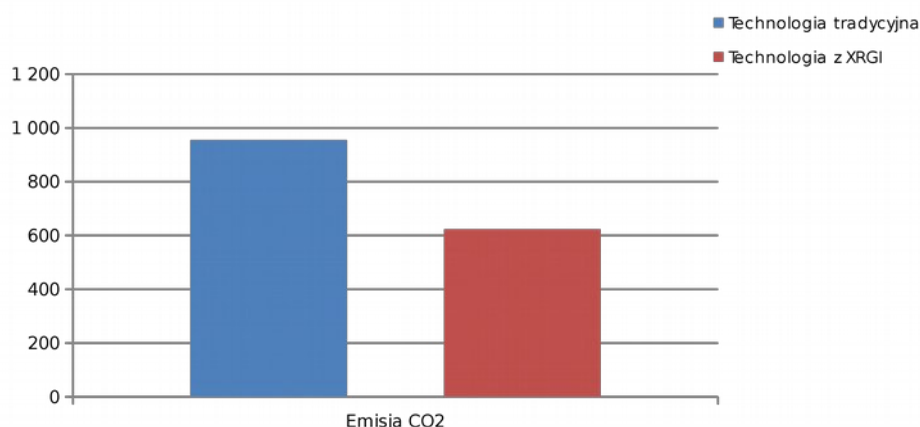
co w sumie daje całkowitą wartość 623801 kg/rok.

Na rys. 20 przedstawiono efekt ekologiczny wynikający z wdrożenia technologii MCHP XRGI w analizowanym obiekcie. Różnica pomiędzy emisją CO₂ przed i po wdrożeniu mikrokogeneracji wynosi 331499 kg/rok, czyli wielkość emisji uległa zmniejszeniu o około 35%. Tak duża różnica wynika z faktu, że przy zastosowaniu kogeneracji unikamy zakupu dużej ilości energii elektrycznej z sieci, która powstaje w wyniku spalania węgla, co obarczone jest dużym współczynnikiem jednostkowym emisji:

- emisja CO₂ przy produkcji energii elektrycznej ze spalania węgla: 0,833 kg/kWh,
- emisja CO₂ przy produkcji energii cieplnej/elektrycznej ze spalania gazu: 0,266 kg/kWh.

Widoczna jest tu wyraźna redukcja emisji CO₂ po wprowadzeniu technologii gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI. Technologia ta w pełni kwalifikuje się do pozyskania dofinansowań z funduszy ochrony środowiska ze względu na:

- redukcję zużycia paliw pierwotnych,
- redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery,
- redukcję strat przesyłu energii elektrycznej.



Rys. 20. Redukcja emisji CO₂ po wprowadzeniu technologii gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w obiekcie basenowym o całkowitej powierzchni 3000 m² z basenem o powierzchni 312 m².

9. Analizy obiektów referencyjnych - wyniki obliczeń

Dla zdefiniowanych obiektów referencyjnych przeprowadzone zostały obliczenia umożliwiające określenie:

- rocznego rozkładu zapotrzebowania na ciepło,
- rocznego rozkładu zapotrzebowania na energię elektryczną,
- wymaganej mocy grzewczej zainstalowanego źródła,
- oszczędności eksploatacyjnych (z uwzględnieniem kosztów przeglądów serwisowych),
- prostego czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych (z uwzględnieniem kosztu urządzeń, projektu, montażu, przyłącza i rozruchu),
- prostego czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych przy dofinansowaniu do nakładów inwestycyjnych na poziomie 30%,
- redukcji emisji CO₂ do atmosfery.

Poniżej przedstawione zostały wyniki analiz dla poszczególnych obiektów referencyjnych.

1. Budynek mieszkalny 180 m²

Obiekt: Budynek mieszkalny o powierzchni 180 m²

Segment: PME 1

Roczne zapotrzebowanie na energię cieplną:	16 473 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	11 214 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	5 259 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	3 200 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRG1 6
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	482 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	1 771 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	2 103 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	3 200 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	306 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	700 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	168,5 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	118,0 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	6,2 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	4,5 Mg/rok

2. Budynek mieszkalny 330 m²

Obiekt: Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m²

Segment: PME 1

Roczne zapotrzebowanie na energię cieplną:	28 326 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	20 559 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	7 767 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	10 000 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRG1 6

Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	1 203 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	3 046 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	3 873 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	10 000 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	2 783 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	1 745 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	67,6 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	47,3 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	14,4 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	10,1 Mg/rok

3. Budynek mieszkalny 330 m² z basenem sezonowym

Obiekt:	Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m ² z basenem sezonowym 30 m ²
Segment:	PME 1
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	35 489 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	20 559 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	7 767 kWh/rok
- podgrzew wody basenu:	7 163 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	13 000 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRGI 6
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	1 853 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	3 816 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	5 092 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	13 000 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	1 882 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	2 689 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	43,9 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	30,7 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	18,5 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	11,8 Mg/rok

4. Budynek mieszkalny 330 m² z basenem całorocznym

Obiekt:	Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m ² z basenem całorocznym 30 m ²
Segment:	PME 1
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	56 745 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	20 559 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	7 767 kWh/rok
- podgrzew wody basenu:	28 419 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	19 000 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRGI 6
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	2 980 godz.
Roczne zużycie gazu:	

a) w układzie tradycyjnym:	5 277 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	8 153 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	19 000 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	1 120 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	4 324 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	27,3 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	19,1 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	28,0 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	17,2 Mg/rok

5. Pensjonat o powierzchni 380 m²

Obiekt:	Pensjonat o powierzchni 380 m ² , 28 gości
Segment:	AG 1
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	57 761 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	28 310 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	29 451 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	54 286 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRG I 6
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	4 279 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	6 211 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	9 156 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	54 286 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	28 614 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	4 967 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	23,8 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	16,6 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	57,6 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	42,1 Mg/rok

6. Wspólnota mieszkaniowa w budownictwie szeregowym 20 × 180 m²

Obiekt:	Wspólnota mieszkaniowa w budownictwie szeregowym 20 × 180 m ²
Segment:	PME 2
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	329 461 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	224 280 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	105 180 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	64 000 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRG I 9
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	6 461 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	35 426 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	41 560 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	64 000 kWh/rok

b) w układzie z mikrokogeneracją:	5 853 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	14 155 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	9,2 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	6,5 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	124,2 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	88,0 Mg/rok

7. Wspólnota mieszkaniowa w budownictwie szeregowym 40 × 180 m²

Obiekt:	Wspólnota mieszkaniowa w budownictwie szeregowym 40 × 180 m ²
Segment:	PME 2
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	658 922 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	448 560 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	210 362 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	128 000 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRGI 20
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	6 048 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	70 852 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	82 638 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	128 000 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	7 045 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	33 214 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	5,7 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	4,0 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	248,3 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	171,1 Mg/rok

8. Hotel o powierzchni 1000 m²

Obiekt:	Hotel o powierzchni 1000 m ² , 40 gości
Segment:	AG 1
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	140 327 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	75 600 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	64 727 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	142 857 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRGI 6
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	7 253 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	15 089 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	20 082 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	142 857 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	99 337 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	8 420 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	14,0 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	9,8 lat

Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	149,2 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	122,9 Mg/rok

9. Hotel o powierzchni 1000 m² z basenem całorocznym

Obiekt:	Hotel o powierzchni 1000 m ² , 40 gości, z basenem całorocznym 80 m ²
Segment:	AG 1
Roczne zapotrzebowanie na energię cieplną:	216 110 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	75 600 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	64 727 kWh/rok
- podgrzew wody basenu:	75 783 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	158 857 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRG1 15
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	6 769 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	23 238 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	34 570 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	158 857 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	57 325 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	25 590 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	6,3 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	4,4 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	178,8 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	116,9 Mg/rok

10. Hotel o powierzchni 2000 m²

Obiekt:	Hotel o powierzchni 2000 m ² , 80 gości.
Segment:	AG 1
Roczne zapotrzebowanie na energię cieplną:	280 653 kWh/rok
w tym:	
- ogrzewanie i wentylacja:	151 200 kWh/rok
- ciepła woda użytkowa:	129 453 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	285 714 kWh/rok
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRG1 9
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	8 011 godz.
Roczne zużycie gazu:	
a) w układzie tradycyjnym:	30 198 m ³ /rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	37 784 m ³ /rok
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:	
a) w układzie tradycyjnym:	285 714 kWh/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	213 613 kWh/rok
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	17 552 zł/rok
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	7,4 lat
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	5,2 lat
Roczna emisja CO ₂ :	
a) w układzie tradycyjnym:	298,4 Mg/rok
b) w układzie z mikrokogeneracją:	253,5 Mg/rok

11. Hotel o powierzchni 2000 m² z basenem całorocznym

Obiekt:	Hotel o powierzchni 2000 m ² , 80 gości, z basenem całorocznym 80 m ²	
Segment:	AG 1	
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	356 436 kWh/rok	
w tym:	- ogrzewanie i wentylacja:	151 200 kWh/rok
	- ciepła woda użytkowa:	129 453 kWh/rok
	- podgrzew wody basenu:	75 783 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	301 714 kWh/rok	
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRGI 20	
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	7 247 godz.	
Roczne zużycie gazu:		
a) w układzie tradycyjnym:	38 326 m ³ /rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	52 451 m ³ /rok	
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:		
a) w układzie tradycyjnym:	301 714 kWh/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	156 769 kWh/rok	
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	39 801 zł/rok	
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	4,8 lat	
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	3,3 lat	
Roczna emisja CO ₂ :		
a) w układzie tradycyjnym:	328,0 Mg/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	235,5 Mg/rok	

12. Hotel o powierzchni 4000 m²

Obiekt:	Hotel o powierzchni 4000 m ² , 143 gości	
Segment:	AG 1	
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	533 798 kWh/rok	
w tym:	- ogrzewanie i wentylacja:	302 400 kWh/rok
	- ciepła woda użytkowa:	231 398 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	571 429 kWh/rok	
Dobór układu mikrokogeneracji:	1 × MCHP XRGI 20	
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	7 723 godz.	
Roczne zużycie gazu:		
a) w układzie tradycyjnym:	57 398 m ³ /rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	72 449 m ³ /rok	
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:		
a) w układzie tradycyjnym:	571 429 kWh/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	416 970 kWh/rok	
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	42 414 zł/rok	
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	4,5 lat	
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	3,1 lat	
Roczna emisja CO ₂ :		
a) w układzie tradycyjnym:	590,8 Mg/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	492,2 Mg/rok	

13. Hotel o powierzchni 4000 m² z basenem całorocznym

Obiekt:	Hotel o powierzchni 4000 m ² , 143 gości, z basenem całorocznym 120 m ²	
Segment:	AG 1	
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	647 472 kWh/rok	
w tym:	- ogrzewanie i wentylacja:	302 400 kWh/rok
	- ciepła woda użytkowa:	231 398 kWh/rok
	- podgrzew wody basenu:	113 674 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	587 429 kWh/rok	
Dobór układu mikrokogeneracji:	2 × MCHP XRGI 20	
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	6 768 godz.	
Roczne zużycie gazu:		
a) w układzie tradycyjnym:	69 6201 m ³ /rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	96 001 m ³ /rok	
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:		
a) w układzie tradycyjnym:	587 429 kWh/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	316 710 kWh/rok	
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	74 338 zł/rok	
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	5,0 lat	
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	3,5 lat	
Roczna emisja CO ₂ :		
a) w układzie tradycyjnym:	628,6 Mg/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	455,8 Mg/rok	

14. Kompleks basenu miejskiego

Obiekt:	Kompleks basenu miejskiego o powierzchni 3000 m ² z basenem 312 m ²	
Segment:	PISE 3	
Roczne zapotrzebowanie na energię ciepłą:	1 537 053 kWh/rok	
w tym:	- ogrzewanie i wentylacja:	534 211 kWh/rok
	- ciepła woda użytkowa:	706 815 kWh/rok
	- podgrzew wody basenu:	296 027 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	750 000 kWh/rok	
Dobór układu mikrokogeneracji:	3 × MCHP XRGI 20	
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	8 658 godz.	
Roczne zużycie gazu:		
a) w układzie tradycyjnym:	165 257 m ³ /rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	215 898 m ³ /rok	
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:		
a) w układzie tradycyjnym:	750 000 kWh/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	230 494 kWh/rok	
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	142 655 zł/rok	
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	4,0 lat	
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	2,8 lat	
Roczna emisja CO ₂ :		
a) w układzie tradycyjnym:	955,3 Mg/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	623,8 Mg/rok	

15. Zakład produkcyjny z zapotrzebowaniem ciągłym na energię cieplną, moc 70 kW

Obiekt:	Zakład produkcyjny o powierzchni 2000 m ² z zapotrzebowaniem ciągłym na energię cieplną, moc 70 kW	
Segment:	AG2, AG3, AG4	
Roczne zapotrzebowanie na energię cieplną:	1 401 167 kWh/rok	
w tym:	- ogrzewanie i wentylacja:	732 800 kWh/rok
	- ciepła woda użytkowa:	68 367 kWh/rok
	- ciepło na potrzeby produkcji:	600 000 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	735 000 kWh/rok	
Dobór układu mikrokogeneracji:	2 × MCHP XRGI 20	
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	8 658 godz.	
Roczne zużycie gazu:		
a) w układzie tradycyjnym:	130 309 m ³ /rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	184 410 m ³ /rok	
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:		
a) w układzie tradycyjnym:	735 000 kWh/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	388 687 kWh/rok	
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	95 096 zł/rok	
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	3,9 lat	
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	2,7 lat	
Roczna emisja CO ₂ :		
a) w układzie tradycyjnym:	913,6 Mg/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	692,6 Mg/rok	

16. Zakład produkcyjny z zapotrzebowaniem ciągłym na energię cieplną, moc 140 kW

Obiekt:	Zakład produkcyjny o powierzchni 2000 m ² z zapotrzebowaniem ciągłym na energię cieplną, moc 140 kW	
Segment:	AG2, AG3, AG4	
Roczne zapotrzebowanie na energię cieplną:	2 001 167 kWh/rok	
w tym:	- ogrzewanie i wentylacja:	732 800 kWh/rok
	- ciepła woda użytkowa:	68 367 kWh/rok
	- ciepło na potrzeby produkcji:	1 200 000 kWh/rok
Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną:	735 000 kWh/rok	
Dobór układu mikrokogeneracji:	4 × MCHP XRGI 20	
Liczba godzin pracy układu mikrokogeneracji:	8 550 godz.	
Roczne zużycie gazu:		
a) w układzie tradycyjnym:	215 179 m ³ /rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	281 833 m ³ /rok	
Roczny zakup energii elektrycznej z sieci:		
a) w układzie tradycyjnym:	735 000 kWh/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	50 991 kWh/rok	
Roczne oszczędności eksploatacyjne dla mikrokogeneracji:	187 827 zł/rok	
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych mikrokogeneracji:	4,0 lat	
- z dofinansowaniem 30% do nakładów inwestycyjnych:	2,8 lat	
Roczna emisja CO ₂ :		
a) w układzie tradycyjnym:	1042,6 Mg/rok	
b) w układzie z mikrokogeneracją:	606,1 Mg/rok	

10. Podsumowanie i wnioski

Przeprowadzone analizy oszczędności eksploatacyjnych i prostego czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych w odniesieniu do zastosowania gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w obiektach o różnym zapotrzebowaniu na energię elektryczną i ciepłą, pozwoliły na określenie segmentów odbiorców, dla których technologia ta znajduje uzasadnienie ekonomiczne.

Przeanalizowane zostały następujące modele referencyjne:

1. Budynek mieszkalny o powierzchni 180 m² (segment PME 1).
2. Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m² (segment PME 1),
3. Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m² z basenem sezonowym 30 m² (segment PME 1),
4. Budynek mieszkalny o powierzchni 330 m² z basenem całorocznym 30 m² (segment PME 1),
5. Pensjonat o powierzchni 380 m² (segment AG 1),
6. Wspólnota mieszkaniowa w budownictwie szeregowym 20 × 180 m² (segment PME 2),
7. Wspólnota mieszkaniowa w budownictwie szeregowym 40 × 180 m² (segment PME 2),
8. Hotel o powierzchni 1000 m² (segment AG 1),
9. Hotel o powierzchni 1000 m² z basenem całorocznym 80 m² (segment AG 1),
10. Hotel o powierzchni 2000 m² (segment AG 1),
11. Hotel o powierzchni 2000 m² z basenem całorocznym 80 m² (segment AG 1),
12. Hotel o powierzchni 4000 m² (segment AG 1),
13. Hotel o powierzchni 4000 m² z basenem całorocznym 120 m² (segment AG 1),
14. Kompleks basenu miejskiego o powierzchni 3000 m² z basenem 312 m² (segment PISE 3),
15. Zakład produkcyjny o powierzchni 2000 m² z zapotrzebowaniem ciągłym na energię ciepłą, moc 70 kW (segment AG 2, AG 3, AG 4),
16. Zakład produkcyjny o powierzchni 2000 m² z zapotrzebowaniem ciągłym na energię ciepłą, moc 140 kW (segment AG 2, AG 3, AG 4).

W tab. 2 przedstawiono porównanie oszczędności eksploatacyjnych i czasów zwrotów nakładów inwestycyjnych (bez dofinansowania, z dofinansowaniem do inwestycji oraz z dopłatą do wytworzonej energii) dla wszystkich analizowanych obiektów, przy założeniu aktualnych cen gazu ziemnego, energii elektrycznej oraz kosztów zakupu i instalacji jednostek mikrokogeneracji.

W przypadku obiektów typu budynek mieszkalny, pensjonat bądź hotel, jeżeli nie znajduje się w nich basen, jedynym zapotrzebowaniem na energię ciepłą w okresie letnim jest podgrzew ciepłej wody użytkowej. Energia wymagana do podgrzewu c.w.u. zależy od liczby osób korzystających z budynku. W przypadku budynków mieszkalnych nawet jeżeli występuje w nich basen, oszczędności eksploatacyjne nie są w stanie zapewnić czasów zwrotu krótszych niż 27 lat. Dla pensjonatów oraz dla hoteli o liczbie gości mniejszej niż 80 (hotel 2000 m²), czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych są dłuższe niż 7 lat. Sytuacja ulega znacznej poprawie, jeżeli w hotelu (nawet małej skali) znajduje się również basen. Następuje wówczas wyraźnie skrócenie czasów zwrotu nakładów inwestycyjnych.

Tab. 2. Porównanie oszczędności eksploatacyjnych, czasów zwrotów nakładów inwestycyjnych i redukcji emisji CO₂ dla poszczególnych modeli referencyjnych odnośnie zastosowania gazowej mikrogeneracji MCHP XRGI. Kolorem czerwonym zaznaczono czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych dłuższe niż 10 lat, żółtym pomiędzy 5 a 10 lat, zielonym krótsze niż 5 lat.

L.p.	Model referencyjny	Segment prosumencki	Zastosowany układ mikrogeneracji	Oszczędności eksploatacyjne, zł/rok	Prosty czas zwrotu, lata			
					bez dofinansowania	z dofinansowaniem 30%	z dopłatą 0,10 zł/kWh	z dofinansowaniem 30% i z dopłatą 0,10 zł/kWh
1.	Budynek mieszkalny 180 m ²	PME 1	1 × MCHP XRGI 6	700,-	168,5	118,0	119,2	83,5
2.	Budynek mieszkalny 330 m ²	PME 1	1 × MCHP XRGI 6	1.745,-	67,6	47,3	47,8	33,5
3.	Budynek mieszkalny 330 m ² z basenem sezonowym 30 m ²	PME 1	1 × MCHP XRGI 6	2.689,-	43,9	30,7	31,0	21,7
4.	Budynek mieszkalny 300 m ² z basenem całorocznym 30 m ²	PME 1	1 × MCHP XRGI 6	4.324,-	27,3	19,1	19,3	13,5
5.	Pensjonat 380 m ²	AG 1	1 × MCHP XRGI 6	4.967,-	23,8	16,6	16,7	11,6
6.	Budownictwo szeregowe 20 × 180 m ²	PME 2	1 × MCHP XRGI 9	14.155,-	9,2	6,5	6,6	4,6
7.	Budownictwo szeregowe 40 × 180 m ²	PME 2	1 × MCHP XRGI 20	33.214,-	5,7	4,8	4,1	3,4
8.	Hotel 1000 m ²	AG 1	1 × MCHP XRGI 6	8.420,-	14,0	9,8	9,9	6,9
9.	Hotel 1000 m ² z basenem całorocznym 80 m ²	AG 1	1 × MCHP XRGI 15	25.590,-	6,3	4,4	4,5	3,1
10.	Hotel 2000 m ²	AG 1	1 × MCHP XRGI 9	17.552,-	7,4	5,2	5,4	3,6
11.	Hotel 2000 m ² z basenem całorocznym 80 m ²	AG 1	1 × MCHP XRGI 20	39.801,-	4,8	3,3	3,4	2,3
12.	Hotel 4000 m ²	AG 1	1 × MCHP XRGI 20	42.414,-	4,5	3,1	3,2	2,2
13.	Hotel 4000 m ² z basenem całorocznym 120 m ²	AG 1	2 × MCHP XRGI 20	74.338,-	5,0	3,5	3,5	2,4
14.	Kompleks basenu miejskiego 3000 m ² z basenem całorocznym 312 m ²	PISE 3	3 × MCHP XRGI 20	142.655,-	4,0	2,8	2,9	2,0
15.	Zakład produkcyjny 2000 m ² z ciągłym zapotrzebowaniem na energię cieplną, moc 70 kW	AG 4	2 × MCHP XRGI 20	95.096,-	3,9	2,7	2,8	1,9
16.	Zakład produkcyjny 2000 m ² z ciągłym zapotrzebowaniem na energię cieplną, moc 140 kW	AG 4	4 × MCHP XRGI 20	187.827,-	4,0	2,8	2,9	2,0

W przypadku budownictwa szeregowego znaczące oszczędności pojawiają się dopiero przy osiedlach/wspólnotach składających się z około 40 domów. Czasy zwrotu bez dofinansowań sięgają w tym przypadku 5,7 lat, natomiast z dofinansowaniem 30% czas ten ulega skróceniu do 4,8 roku.

Dopiero hotele o liczbie gości rzędu 140 (hotel 4000 m²) osiągają czasy zwrotu rzędu 4,5 lat nawet jeżeli nie występuje w nich basen i nawet jeżeli nie uwzględniono dofinansowania do kosztów urządzeń i instalacji. Również bardzo znaczne oszczędności eksploatacyjne i krótkie czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych występują w basenach miejskich oraz zakładach produkcyjnych ze stałym całorocznym zapotrzebowaniem na energię ciepłą. Celem precyzyjnego wskazania rodzajów zakładów produkcyjnych, w których występuje ciągle całoroczne zapotrzebowanie na energię ciepłą, konieczne jest przeprowadzenie odrębnych badań i analiz.

Dla następujących obiektów referencyjnych wykazano prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych (łącznie koszt urządzeń, projektu i instalacji) krótszy niż 5 lat, bez jakiegokolwiek dofinansowania:

- hotel 2000 m² z basenem całorocznym 80 m²,
- hotel 4000 m²,
- hotel 4000 m² z basenem całorocznym 120 m²,
- kompleks basenu miejskiego 3000 m² z basenem całorocznym 312 m²,
- zakład produkcyjny 2000 m² z ciągłym zapotrzebowaniem na energię ciepłą, moc 70 kW,
- zakład produkcyjny 2000 m² z ciągłym zapotrzebowaniem na energię ciepłą, moc 140 kW.

Porównując przedstawione w tab. 2 zmiany czasów zwrotu nakładów inwestycyjnych dla różnych stopni dofinansowania można stwierdzić, że bezpośrednie dopłaty do instalacji mikrokogeneracji są w stanie poszerzyć segment ekonomicznie uzasadnionych odbiorców o budownictwo szeregowe i małe hotele z basenem i bez basenu.

Dla wszystkich wyróżnionych segmentów dodatkowo korzystny byłby rodzaj dofinansowania związany z dopłatą do każdej wytworzonej kWh energii elektrycznej (niezależnie od tego czy energia elektryczna została wykorzystana w obiekcie, czy odsprzedana do sieci). Obecnie taki system dopłat dedykowany dla gazowej mikrokogeneracji funkcjonuje w Niemczech, gdzie dopłata wynosi 5 eurocentów na kilowatogodzinę.

Zastosowanie gazowej mikrokogeneracji już na chwilę obecną, kiedy nie funkcjonują jeszcze mechanizmy wsparcia finansowego dla wysokosprawnej mikrokogeneracji gazowej, jest najbardziej uzasadnione pod względem oszczędności eksploatacyjnych dla następujących obiektów:

- średnie hotele z basenem,
- duże hotele bez basenu i z basenem,
- kompleksy basenów miejskich i ośrodków sportów wodnych,
- zakłady produkcyjne o stałym całorocznym zapotrzebowaniu na energię ciepłą.

Cały typoszereg urządzeń gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGi został zweryfikowany i zaklasyfikowany do wpisania na listę LEME – listę urządzeń zakwalifikowanych do finansowania w ramach programu PolSEFF [16]. Jest to Program Finansowania Rozwoju Energii Zrównoważonej w Polsce, z linią kredytową o wartości 180 milionów € i dotyczy małych i średnich przedsiębiorstw (MŚP) zainteresowanych inwestycją w nowe technologie i urządzenia obniżające zużycie energii lub wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych.

Finansowanie można uzyskać w formie kredytu lub leasingu w wysokości do 1 miliona € za pośrednictwem uczestniczących w Programie instytucji finansowych. Finansowanie urządzeń z listy LEME polega na udzielaniu kredytów inwestycyjnych z możliwością uzyskania bezzwrotnego środowiskowego grantu finansowego z banku po zakończeniu inwestycji. W programie uczestniczą wybrane banki i firmy leasingowe z obszaru Polski. Przykładem działań umożliwiających korzystanie ze środków PolSEFF jest produkt kredytowy Kredyt EkoZysk banku Deutsche Bank dedykowany inwestycjom, mającym na celu poprawę energooszczędności w firmach [17].

Zalety technologii wysokosprawnej mikrokogeneracji wykorzystującej paliwa gazowe oznaczają zarówno oszczędności eksploatacyjne dla obiektu jak i korzyści wynikające z zachowania zasobów naturalnych i ochrony środowiska. Z punktu widzenia wsparcia rozwoju rozproszonego wysokosprawnego systemu produkcji energii elektrycznej i ciepłej istotne jest utworzenie odpowiednich systemów dofinansowań oraz promowanie technologii wysokosprawnej mikrokogeneracji w polityce energetycznej Państwa. Każdy rodzaj wsparcia jakie będzie dostępne czy to na etapie inwestycji czy na etapie wytwarzania energii, przyczyni się do zwiększenia dynamiki rozwoju tej technologii w Polsce.

Przeprowadzone analizy wskazują, że technologia MCHP XRGI zastosowana w obiektach charakteryzujących się odpowiednio wysokim zapotrzebowaniem na energię elektryczną i ciepłą przez cały rok oznacza wysokie oszczędności eksploatacyjne i krótkie czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych nawet w chwili obecnej, bez uwzględniania jakichkolwiek dofinansowań.

Bibliografia

1. Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dn. 12 września 2013r. w sprawie mikrokogeneracji – wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej na małą skalę, nr rezolucji P7_TA(2013)0374,
2. Popczyk J., Energetyka Rozproszona - od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011,
3. Bańkowski T., Żmijewski K., Analiza możliwości i zasadności wprowadzenia mechanizmów wsparcia gazowych mikroinstalacji kogeneracyjnych – Wsparcie energetyki rozproszonej – Energetyka społeczna, Instytut im. E. Kwiatkowskiego, Warszawa, 12.2012,
4. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego z dn. 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG,
5. Raport „Polska – nieograniczony rynek zasilany gazem, z olbrzymimi przewidywaniami na energię, wsparciem politycznym i potencjalnie olbrzymimi zasobami gazu łupkowego”, Delta Energy & Environment, czerwiec 2012,
6. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Ministerstwo Gospodarki, załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.,
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego 2012/27/UE z dn. 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE,
8. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, <http://www.nfosigw.gov.pl/srodki-krajowe/programy/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/>, dostęp 10.03.2014,

9. Dane dystrybutora układów gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w Polsce – GHP Poland Sp. z o.o.,
10. Popczyk J., Energetyka prosumencka: od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie, Artykuły Referencyjne, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, Stowarzyszenie Klaster 3x20, styczeń 2013,
11. Norma PN-EN 832:2001/AC:2006P, Właściwości cieplne budynków. Obliczanie zapotrzebowania na energię do ogrzewania. Budynki mieszkalne,
12. Norma PN-92/B-01706, Instalacje wodociągowe. Wymagania w projektowaniu,
13. Norma PN-EN 15316-3, Instalacje grzewcze w budynkach. Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji,
14. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej, Dz.U. 201, poz. 1240, 2008,
15. Recknagel H., Sprenger E., Honmann W., Schramek E., Ogrzewanie i Klimatyzacja z uwzględnieniem chłodnictwa i zaopatrzenia w ciepłą wodę, EWFE, Gdańsk, 1994,
16. Sukces programu PolSEFF sukcesem polskich przedsiębiorców, Rzeczpospolita, dodatek specjalny – Energetyka, 9 (03) 2013,
17. Deutsche Bank, <https://www.deutschebank.pl/klienci-biznesowi/kredyty/kredyt-ekozysk.html>, dostęp dn. 10.03.2014.

Datowanie (wersja oryginalna) – 24.03.2014 r.