

Adam IWAN¹⁾, Józef PASKA²⁾

¹⁾PGNiG TERMIKA S.A., ²⁾Politechnika Warszawska

CIEPŁO Z MIKROKOGENERACJI I KOGENERACJI SYSTEMOWEJ – KONKURENCJA CZY WSPÓŁPRACA?

W naszych warunkach geograficznych istotną rolę gospodarczą i społeczną pełni sezonowe zapotrzebowanie na ciepło, rozumiane, nie tylko jako ciepło systemowe [8], ale jako ciepło użytkowe [10, 11] służące zaspokojeniu zapotrzebowania odbiorców końcowych (zarówno osoby fizyczne, jak i prawne). Z powyższego wynika idea kogeneracji, a więc jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, w sposób zapewniający możliwie wysoką sprawność, czyli maksymalnie pełne wykorzystanie energii chemicznej paliwa [26]. Zapotrzebowanie na ciepło może być zaspokajane na co najmniej dwa sposoby, pierwszy – związany z dużymi źródłami kogeneracyjnymi i dystrybucją sieciami ciepłymi bezpośrednio do odbiorców, a drugi – wynikający z możliwości oferowanych w ramach kogeneracji rozproszonej. Rozwój produkcji ciepła w oparciu o źródła mikrokogeneracyjne (microCHP) może uzupełniać lub zastępować, w wybranych warunkach lokalnych, ciepło systemowe. W warunkach niepewności legislacyjnej dotyczącej systemów wsparcia kogeneracji, jak i publicznie przedstawianych ocen efektywności ekonomicznej produkcji energii elektrycznej przez prosumenta ze źródeł mikrokogeneracyjnych [5], to właśnie lokalne i krajowe zapotrzebowanie na ciepło może stanowić istotny element warunkujący skalę rozwoju źródeł mikrokogeneracyjnych w naszym kraju. W ramach potencjalnego uzupełniania się lub konkurencji ciepła pochodzącego z obu źródeł (ciepło systemowe i mikrokogeneracja) należy obserwować ograniczenia związane z rozbudową sieci dystrybucji ciepła, zarówno na poziomie dużych i zwartych aglomeracji miejskich, jak i mniejszych miejscowości. Ponieważ ciepło i energię elektryczną w mikrokogeneracji może wytworzyć praktycznie każdy zainteresowany, przy dodatkowym, ale nie obligatoryjnym założeniu funkcjonowania systemów wsparcia, możemy w przyszłości obserwować budowanie potencjalnych rynkowych i administracyjnych zachęt lub barier dla rozwoju kogeneracji rozproszonej, zarówno przez producentów ciepła systemowego, świadomych klientów, jak i regulatora oraz ustawodawcę.

Dodatkowym aspektem są regulacje unijne związane ze wzrostem efektywności energetycznej i uzyskaniem oszczędności energii pierwotnej, w których dotychczasowy model rynku ciepła, opartego na scentralizowanych dużych wytwórcach dostarczających za pośrednictwem sieci ciepłych licznym odbiorcom rozproszonym na dużych odległościach, przy założeniu strat

przesyłowych i awaryjności sieci ciepłej, zostanie uzupełniony lub częściowo zastąpiony przez kogenerację rozproszoną zlokalizowaną blisko lub bezpośrednio u odbiorców końcowych.

1. Mikrokogeneracja – nieprecyzyjne uregulowanie pojęć

Dyrektywa 2012/27/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej (Dyrektywa efektywnościowa), uchylając Dyrektywę 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii (Dyrektywa CHP), podtrzymała definicję jednostki mikrokogeneracji, jako jednostki kogeneracji o maksymalnej zdolności poniżej 50 kW mocy elektrycznej oraz wskazała na warunki spełniania przez te jednostki kryterium wysoko-sprawnej kogeneracji [10-11]. W obu Dyrektywach zdefiniowano ciepło użytkowe – ciepło wytwarzane w procesie kogeneracji w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego zapotrzebowania na ogrzewanie lub chłodzenie.

Natomiast polski ustawodawca, zarówno w Ustawie Prawo energetyczne (UPE), jak i w uchwalonej na początku 2015 r. ustawie o odnawialnych źródłach energii (Ustawa OZE) zdefiniował pojęcie mikroinstalacji w nieco odmienny sposób. W polskiej nomenklaturze mikroinstalacja to odnawialne źródło energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej ciepłej nie większej niż 120 kW [30, 32]. Powyższa definicja została ujednolicona z zapisami UPE. Dodatkowo w Ustawie OZE zdefiniowane zostało ciepło użytkowe w kogeneracji, jako ciepło wytwarzane w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na ciepło lub chłód, które gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałoby pozyskane w inny sposób. Ustawodawca krajowy nie zdefiniował wprost instalacji mikrokogeneracyjnej o innych technologiach niż odnawialne źródła energii, chociaż odniósł się do mocy cieplnej w mikroinstalacji. Dlatego powyższe aspekty prawne mogą budzić wątpliwości interpretacyjne dla microCHP, a na przyjęcie jednolitej definicji dla mikrokogeneracji przyjdzie zapewne jeszcze poczekać.

2. Mikrokogeneracja – klasyfikacja technologii i zapotrzebowanie na ciepło

Dyrektywa CHP wprowadziła następującą klasyfikację technologii mikrokogeneracji [10]: silnik spalinowy, mikroturbiny, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe, silniki parowe, organiczny obieg Rankine’a (ORC), pozostałe technologie lub ich kombinacje.

Organizacja Energy Saving Trust z Wielkiej Brytanii wskazuje na trzy podstawowe technologie microCHP [6]: silniki spalinowe, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe. Natomiast brytyjski Departament of Energy and Climate Change (DECC) w swoim opracowaniu [7] wskazał na następujące technologie microCHP: silniki Stirlinga, silniki zewnętrznego spalania (silniki parowe, ORC), silniki wewnętrznego spalania, ogniwa paliwowe.

W Niemczech w ustawie o utrzymaniu, modernizacji i rozbudowie kogeneracji (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) przyjęto następującą klasyfikację technologii kogeneracyjnych: turbiny parowe, silniki parowe, turbiny gazowe, silniki spalinowe, silniki Stirlinga oraz ORC.

W literaturze polskiej są przyjmowane kryteria klasyfikacji instalacji microCHP zależnie od mocy zainstalowanej lub rodzaju stosowanej technologii prezentujące następujący podział [25]: mikroturbiny, silniki spalinowe, silniki Stirlinga, organiczny obieg Rankine'a, ogniwa paliwowe.

Podstawowe charakterystyki technologii mikrokogeneracyjnych przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Charakterystyki technologii mikrokogeneracyjnych

Technologia	Moc elektryczna (kW)	Sprawność elektryczna (%)	Sprawność całkowita (%)	Jednostkowe nakłady inwestycyjne (€/kW)
Mikroturbiny	25÷1000	26÷35	70÷90	500÷750
Silniki spalinowe (z obiegiem Diesela)	≥ 5	25÷45	80÷90	550÷1350
Silniki gazowe	≥ 1	28÷42	80÷85	250÷600
Silniki Stirlinga	1÷350	25÷40	80÷90	2000
ORC	10÷150	15÷18	≤ 98	2500÷3000
Ogniwa paliwowe	1÷1000	35÷100	≤ 100	2000÷8000

W opisach charakterystyk mikroturbin gazowych [1, 18, 25, 27-28] wskazano, że pracują one zazwyczaj w układzie otwartym i ze spalaniem wewnętrznym, jednak brane są pod uwagę także instalacje otwarte ze spalaniem zewnętrznym. Nakłady inwestycyjne mikroturbin gazowych w porównaniu z silnikami tłokowymi są wciąż wyższe, wynika to z kosztów części ruchomych mikroturbiny. Jednak z uwagi na wiele istotnych zalet: niezawodność, niewielkie rozmiary, mały ciężar, niska emisja hałasu; znajdują one obecnie zastosowanie w różnych obiektach komunalnych oraz przemysłowych, w których jest wymagana wysoka niezawodność zasilania.

W opisach technologii tłokowych silników spalinowych [1, 18, 25, 27-28] przedstawiono ich charakterystyki i zastosowania. Technologia ta jest często stosowana w układach mikrokogeneracyjnych z uwagi na parametry techniczne, takie jak wysoka sprawność i stosunkowo niskie jednostkowe nakłady inwestycyjne. Mikroinstalacje wykorzystujące silniki tłokowe charakteryzuje: niski koszt, wysoka sprawność, możliwość szybkiego rozruchu. Wśród wad

wskazano na: wysoki koszt paliwa (gazowego) i duże natężenie hałasu. Silniki tłokowe można wykorzystywać jako szczytowe lub podszczytowe.

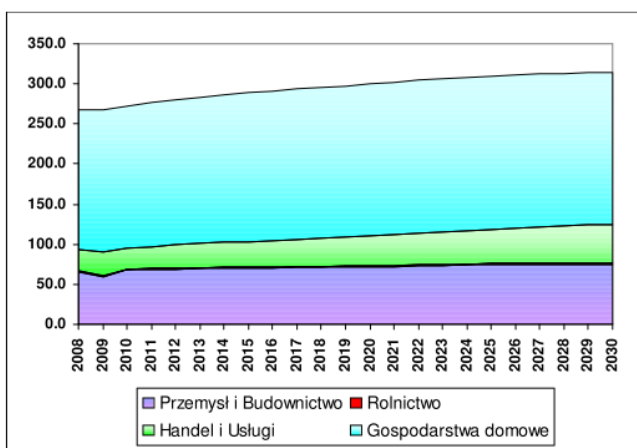
W opisie technologii silników Stirlinga [14, 18, 20, 23, 25-26] zaprezentowano układy mikrokogeneracyjne, które cechuje: pozwalają na uzyskanie wysokiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej, niski poziom hałasu, możliwość różnej konfiguracji silników, wysoka trwałość i niskie wskaźniki emisji zanieczyszczeń. Zaletą silnika Stirlinga jest możliwość wykorzystania różnego rodzaju paliw stałych, ciekłych i gazowych. Wśród wad silników zauważono wysoki jednostkowy nakład inwestycyjny oraz potrzebę intensywnego schładzania czynnika roboczego, co ma wpływ na sprawność całego układu.

W opisach [3, 20, 24, 32] przedstawiono zasadę pracy układów ORC (*Organic Rankine Cycle*), która jest zbliżona do obiegu konwencjonalnej turbiny parowej, z wyjątkiem czynnika roboczego, którym jest wybrany związek organiczny. Wyselekcjonowane płyny pozwalają na wydajną eksploatację niskotemperaturowych źródeł ciepła w celu produkcji energii elektrycznej. Do głównych zalet ORC należą: wysoka wydajność obiegu, bardzo wysoka sprawność turbiny, długa żywotność, pełna automatyzacja obsługi, możliwość szybkiego załączania i wyłączania, niska emisja hałasu.

W [18-19, 25-27, 33, 35] omówiono różne technologie ogniw paliwowych. Parametry eksploatacyjne ogniw są mocno zróżnicowane w zależności od typu stosowanego elektrolitu i temperatury pracy. Wśród zalet ogniw można wskazać: wysoką sprawność w szerokim zakresie obciążenia, niską emisję zanieczyszczeń, niski poziom hałasu, możliwość szybkich zmian obciążenia, możliwość stosowania różnych rodzajów paliwa oraz produkcję ciepła. Do podstawowych wad ogniw należą: faza badawczo-rozwojowa lub eksperymentalna części ogniw, wysokie nakłady inwestycyjne, niska trwałość (w części ogniw), stosunkowo długi czas rozruchu oraz zmiana właściwości energetycznych ogniw w miarę ich eksploatacji.

Wszystkie powyższe technologie są już oferowane komercyjnie na rynkach światowych i konkurują ze sobą w zależności od preferencji prosumentów, warunków geograficznych, krajowego zapotrzebowania na ciepło.

Zgodnie z „Aktualizacją Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” przygotowaną przez Agencję Rynku Energii S.A. (ARE) zapotrzebowanie na ciepło sieciowe, w okresie do roku 2030, wzrośnie z ok. 268 PJ do ok. 314 PJ, co daje w przybliżeniu 17% wzrost w okresie 2008-2030 [2]. ARE przewiduje, że aż 90% wzrost odnotuje sektor usług, a zapotrzebowanie na ciepło sieciowe w gospodarstwach domowych wzrośnie nieznacznie – o 8% w okresie 2008-2030, co oznacza stabilizację zużycia ciepła sieciowego [2]. Na rysunku 1 pokazano prognozowane przez ARE zmiany zapotrzebowania na ciepło sieciowe.



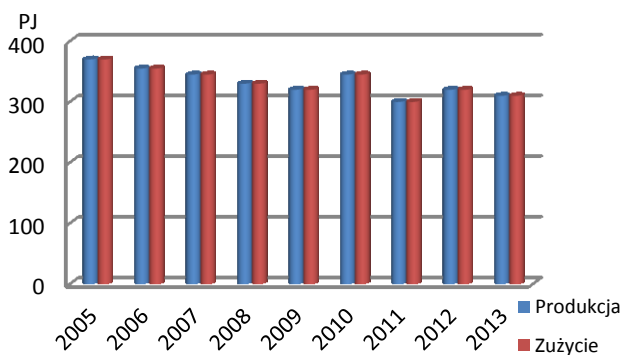
Rys. 1. Prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe w podziale na sektory gospodarki (PJ) [2]

W powyższych prognozach ARE nie analizowała zapotrzebowania na ciepło pozasieciowe. Główny Urząd Statystyczny (GUS) w opracowaniu [16] przedstawił porównanie bilansu ciepła w parze i gorącej wodzie oraz produkcji i zużycia ciepła w skali kraju w kilku kolejnych latach (tabela 2, rys. 2).

Tabela 2

Bilans ciepła w parze i gorącej wodzie [16]

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2012	2013
Produkcja	PJ	367,4	308,5	304,7
Zużycie	PJ	367,4	308,8	304,7



Rys. 2. Produkcja i zużycie ciepła w parze i gorącej wodzie [16]

Z powyższych analiz nie wynika prosta różnica pomiędzy łączną produkcją i zużyciem ciepła a zapotrzebowaniem na ciepło sieciowe, która wskazywałaby na poziom zapotrzebowania na ciepło pozasieciowe.

3. Komercjalizacja technologii mikrokogeneracyjnych wspierana systemowo przez rządy krajów unijnych

W krajach Unii Europejskiej, w tym w Danii, Holandii, Niemczech i Wielkiej Brytanii microCHP są oferowane w ramach różnych modeli biznesowych bezpośrednio przez producentów systemów ogrzewania i sanitarnych oraz producentów silników, funkcjonują modele sprzedaży instalacji, ich czasowej dzierżawy lub instalowania urządzeń na wynajmowanej odpłatnie powierzchni lokalowej u prosumentów, którym są oferowane dodatkowe dopłaty do energii. Rząd Wielkiej Brytanii wprowadził zróżnicowaną gamę zachęt podatkowych i finansowych dla rozwoju microCHP, przeznaczonych w szczególności dla gospodarstw domowych. Od 2012 rozpoczął się pilotaż objęcia schematem FiT (*Feed-in Tariffs*) mikroinstalacji o mocy elektrycznej mniejszej lub równej 2 kW [15]. W okresie 2010-2015 zewidencjonowano w bazie danych 639 certyfikowanych mikroinstalacji [21]. DECC zatwierdził utrzymanie powyższego schematu do momentu zewidencjonowania 30000 instalacji (planowana rewizja schematu przy 12000 zarejestrowanych instalacji). Wspierane są również instalacje mikrokogeneracyjne o wyższej mocy elektrycznej, dane dotyczące wsparcia zostały zaprezentowane w tabeli 3.

Tabela 3

Systemy wsparcia mikrokogeneracji w wybranych krajach UE [4, 15]

Kraj	System wsparcia mikrokogeneracji
Niemcy	na podstawie znowelizowanej 12.07.2012 r. ustawy KWK Gesetz subwencja inwestycyjna w kwocie 5,41 eurocenta/kWh dla nowej mikroinstalacji przez 10 lat dla 30000 godzin pracy lub 5 lat dla zmodernizowanej instalacji przez 15000 godzin pracy (przy założeniu średniej pracy 3000 h/a) dodatkowo Federalne Urząd Gospodarki i Kontroli Eksportu (BAFA) dotuje zakup instalacji o mocy elektrycznej do 20 kW w przedziale 1900-3500 Euro
Wielka Brytania	w ramach FiT dla instalacji o mocy elektrycznej ≤ 2 kW dofinansowanie wynosi 12,5 p/kWh dla wytworzonej energii elektrycznej natomiast dla instalacji o mocy elektrycznej > 2 kW, ≤ 50 kW (przy obligatoryjnym zainstalowaniu licznika pomiarowego wprowadzanej do sieci energii dla instalacji > 30 kW) dopłata wynosi 4,77 p/kWh dla wprowadzonej do sieci energii elektrycznej w ramach „export tariff”

W ramach projektu Cogeneration Observatory and Disseminate Europe (CODE2) [22], którego współfundatorem jest Komisja Europejska, przeprowadzono konsultacje wśród 27 krajów członkowskich UE dla opracowania map drogowych rozwoju kogeneracji w każdym kraju w celu implementacji Dyrektywy efektywnościowej (tabela 4). W mapach drogowych wprowadzono analizy bioCHP i microCHP w ramach kierunków realizacji celów efektywnościowych.

Tabela 4

Ocena potencjału rozwoju microCHP
na podstawie map drogowych wybranych krajów unijnych [22]

Ocena potencjału mikro CHP	Progowana sprzedaż i wolumen instalacji	DE	FR	IT	PL	ES	NL	GB
Gospodarstwa domowe (ok. 1 kW mocy elektrycznej)	Sprzedaż roczna 2020 (w tys.)	3,8	4,4	13,3	0,3	4,5	35	86
	Sprzedaż roczna 2030 (w tys.)	215	290	742	27,4	276	304	800
	Wolumen instalacji 2020 (w tys.)	7,5	9	26,2	0,74	9,1	72	180
	Wolumen instalacji 2030 (w tys.)	1070	1300	3740	102	1300	2250	5800
	Wolumen instalacji 2040 (w tys.)	2250	3100	7700	345	2900	3070	8000
Małe i średnie przedsiębiorstwa oraz spółdzielnie (ok. 40 kW mocy elektrycznej)	Sprzedaż roczna 2020 (w tys.)	0,64	0,1	0,39	0,75	0,65	1	2,2
	Sprzedaż roczna 2030 (w tys.)	16,5	2,1	10	4,3	16,9	2,6	8
	Wolumen instalacji 2020 (w tys.)	4,2	0,7	2,6	4,5	4,3	6	14
	Wolumen instalacji 2030 (w tys.)	71	8,4	45	29	69,8	23	61
	Wolumen instalacji 2040 (w tys.)	217	46	121	46	245	27	82

W Niemczech [22] wskazano na olbrzymi potencjał rozwoju kogeneracji rozproszonej w warunkach redukcji kosztów produkcji instalacji microCHP wraz ze wzrostem liczby wyprodukowanych instalacji. Typowym klientem dostępnych na rynku instalacji 1÷2 kW są gospodarstwa domowe, obecnie bez dodatkowego wsparcia instalacje te nie są konkurencyjne w stosunku do rynkowych rozwiązań grzewczych. Rosnące ceny energii wraz z rosnącym wsparciem politycznym determinują dobre warunki ekonomiczne dla rozwoju mikrokogeneracji. Przykładem jest firma SenerTech, która pod marką

Der Dachs, zainstalowała dotychczas w Europie 32905 instalacji microCHP w oparciu o technologię silników gazowych, które produkują łącznie ok. 888435000 kWh rocznie. SenerTech szacuje, że inwestycja w jej mikroinstalację amortyzuje się w ciągu 5 lat, a po 10 latach inwestycja zaczyna już zarabiać [9].

W Wielkiej Brytanii kogeneracja przyciąga inwestorów benefitami fiskalnymi i zwolnieniami w podatkach energetycznych. Mikroinstalacje są uprawnione do korzystania z mechanizmu finansującego, a dodatkowo instalacje o mocy elektrycznej do 2 kW mogą otrzymać wsparcie finansowe w ramach *feed-in-tariffs*. Jednocześnie mikroinstalacje do użytku domowego korzystają przy zakupie z 5% redukcji podatku VAT (z poziomu 20%). Autorzy mapy drogowej szacują, że roczna sprzedaż instalacji microCHP mogłaby sięgnąć poziomu 170000 urządzeń. Analizy CODE2 wskazują na potencjał 5800000 domowych instalacji mikrokogeneracyjnych, o mocy elektrycznej ok. 1 kW, zainstalowanych w Wielkiej Brytanii do 2030 r. Natomiast rynek dla kolektywnego ogrzewania gospodarstw domowych oraz dla małych i średnich przedsiębiorstw został oszacowany na 61000 urządzeń w roku 2030 [22].

Autorzy mapy drogowej kogeneracji dla Polski [22] podkreślają fakt wysokiej świadomości korzyści wynikających ze stosowania kogeneracji i jej pozytywnego odbioru na wielu poziomach dyskusji, powyższe nie obejmuje powszechnie mikrokogeneracji. Autorzy wskazują, że obecnie rentowność inwestycji w microCHP o mocy elektrycznej 50 kW (silnik gazowy) jest szacowana na poziomie $IRR = 4\%$ i jest znacząco niższa od poziomu zazwyczaj oczekiwanego przez inwestorów. Analizy przeprowadzone w ramach projektu CODE2 szacują zapotrzebowanie rynkowe w roku 2020 na ok. 1000 instalacji microCHP (ok. 30 MW mocy elektrycznej). Oczekiwania dla roku 2030 są znacząco wyższe i sięgają ponad 30000 instalacji (o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej 200 MW).

4. Rozwój mikrokogeneracji – współpraca czy konkurencja z ciepłem sieciowym?

Struktura rynku ciepłowniczego w Polsce charakteryzuje się lokalnym zasięgiem podmiotów zaopatrujących odbiorców w ciepło. Ciepło jest dostarczane do klientów za pośrednictwem nośnika ciepła (wody lub pary wodnej), a jego podatność na zmiany podstawowych parametrów (temperatury i ciśnienia) skutkuje obniżeniem jakości ciepła w czasie transportu i definiuje możliwość jego dostawy rurociągami na odległości bliskie źródła wytworzenia. Powyższe sprawia, że zarówno źródła, jak i sieci ciepłne funkcjonują przede wszystkim na obszarze jednej miejscowości lub aglomeracji miejskiej.

Prezes URE przeprowadził w 2014 r. kolejną edycję badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłownicznych w kraju [13]. W 2013 r. całkowita moc cieplna zainstalowana u koncesjonowanych wytwórców wynosiła

56521 MW (w 2002 r. – 70952,8 MW), a osiągalna 55744,1 MW (w 2002 r. – 67285,4 MW). Wytwarzali oni ciepło w źródłach różnej wielkości, jednak przewagę ilościową posiadały małe źródła do 50 MW (57,8% w 2013 r.). Koncesjonowane przez Prezesa URE przedsiębiorstwa ciepłownicze wytworzyły w 2013 r. łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych 428,5 PJ ciepła, a ponad 62%, tj. 247,9 PJ ciepła zostało wytworzone w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej. Dysponowały w 2013 r. sieciami ciepłymi o długości 20138,5 km. W 2013 r. wolumen sprzedaży ciepła ogółem (łącznie z odsprzedażą innym przedsiębiorstwom) wyniósł 381,9 PJ (spadek o 1,9% w stosunku do 2012 r.). W 2013 r. średnia cena wytwarzanego ciepła wynosiła 35,38 zł/GJ i wzrosła o 6,8% w relacji do 2012 r.

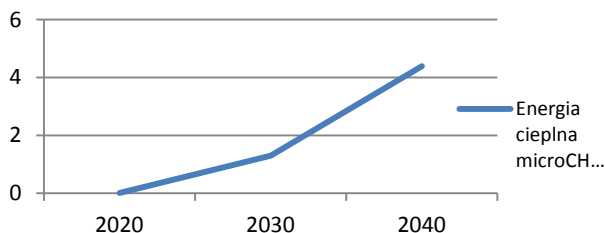
Symulację produkcji ciepła z microCHP w relacji do zapotrzebowania na ciepło systemowe w latach 2020-2040 (rys. 3 i 4) przeprowadzono przy założeniach:

- liczba zainstalowanych układów microCHP w gospodarstwach domowych oraz SME w latach 2020 i 2030 zgodna z danymi projektu CODE2,
- dla gospodarstw domowych przykładowy układ ma 1 kW mocy elektrycznej i 2,5 kW mocy cieplnej [12],
- dla małych i średnich przedsiębiorstw (SME) przykładowy układ ma 20 kW mocy elektrycznej i 42 kW mocy cieplnej [12, 34],
- układ w gospodarstwach domowych pracuje w okresie sezonu grzewczego od początku października do końca kwietnia (tj. przez 5088 h/rok) [29],
- układ w małych i średnich przedsiębiorstwach pracuje przez cały rok.

Dla obliczenia wyprodukowanej energii cieplnej przez przykładowe instalacje microCHP dla gospodarstw domowych zastosowano poniższy wzór:

$$A_{termGosp} = \sigma \cdot P_{inst_microCHP} \cdot t, \quad (1)$$

gdzie: σ – współczynnik wykorzystania układu mikrokogeneracyjnego w sezonie grzewczym (przyjęto $\sigma = 1$, cały sezon), $P_{inst_microCHP}$ – łączna moc cieplna układów microCHP dla poszczególnych lat, t – liczba godzin pracy układów microCHP rocznie ($t = 5088$ h/a).

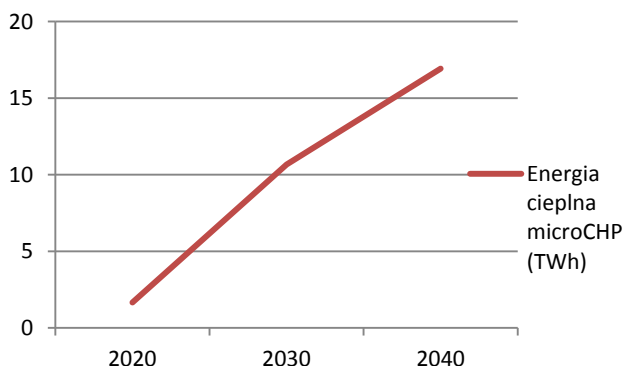


Rys. 3. Łączna produkcja energii cieplnej z microCHP w gospodarstwach domowych w Polsce w latach 2020-2040

Dla obliczenia wyprodukowanej energii cieplnej przez przykładowe instalacje microCHP dla SME zastosowano poniższy wzór:

$$A_{termSME} = \sigma \cdot P_{inst_microCHP} \cdot t, \quad (2)$$

gdzie: σ – współczynnik wykorzystania układu mikrokogeneracyjnego w sezonie grzewczym (przyjęto $\sigma = 1$, cały sezon), $P_{inst_microCHP}$ – łączna moc cieplna układów microCHP dla poszczególnych lat, t – liczba godzin pracy układów microCHP rocznie ($t = 8760$ h/a).



Rys 4. Łączna produkcja energii cieplnej z microCHP w SME w Polsce w latach 2020-2040

W optymistycznym wariancie w 2030 r., zaprezentowanym na podstawie danych z [22], wolumen ciepła wyprodukowanego w mikroinstalacjach (w gospodarstwach domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstwach) wynosi łącznie 10669 TWh, co stanowi ułamek procenta w stosunku do ciepła sieciowego.

Zgodnie z prognozą przygotowaną przez ARE [2] zapotrzebowanie na ciepło sieciowe kształtować się będzie do roku 2030 w sposób pokazany w tabelicy 4.

Tabela 4

Prognoza zapotrzebowania na ciepło sieciowe PJ [4]

Rok	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Łącznie (PJ)	267,7	272,9	288,9	299,9	310	314,4

Wobec powyższych danych potencjalną konkurencję pomiędzy kogeneracją systemową i mikrokogeneracją można uznać właściwie za pomijalną i nie mającą znaczącego wpływu na rynek ciepła systemowego. Mikrokogeneracja może natomiast być traktowana jako ograniczone do warunków lokalnych uzupełnienie ciepła sieciowego w warunkach nieuzasadnionej, ani ekonomicznie ani technologicznie, budowy nowych bądź rozbudowy istniejących źródeł kogeneracji systemowej, jak też rozbudowy sieci ciepłych.

5. Wnioski

Możliwości rozwoju mikrokogeneracji w kraju i w państwach członkowskich Unii Europejskiej, pozostają ograniczone, pomimo entuzjazmu jej zwolenników i niechęci przeciwników oraz systemowego wsparcia w niektórych krajach. Nawet w warunkach funkcjonowania dedykowanych systemów wsparcia rozwój mikrokogeneracji napotyka na liczne bariery, pośród których najistotniejszymi są: a) koszt zakupu, b) logistyka i cena paliwa, c) cena ciepła z mikroinstalacji niekonkurencyjna w relacji do ceny ciepła sieciowego, d) nieświadomy i jednocześnie ograniczony rynek klientów, e) część technologii mikrokogeneracyjnych nie osiągnęła jeszcze poziomu komercjalizacji i nie istnieje jeszcze efekt skali produkowanych i sprzedawanych instalacji.

Wyniki symulacji produkcji ciepła z mikrokogeneracji w oparciu o szacunkowe liczby mikroinstalacji zainstalowanych w naszym kraju do roku 2040 wskazują wprost na znikomy potencjał konkurencji z ciepłem sieciowym. Ograniczony wolumen instalacji microCHP może wskazywać na ich limitowany zasięg skierowany przede wszystkim do gospodarstw domowych zamieszkujących domy jedno- lub wielorodzinnych oraz przedsiębiorstw bez dostępu do ciepła sieciowego. Skalę penetracji rynku polskiego przez mikrokogenerację pokazuje proste porównanie prognozowanej liczby 102000 zainstalowanych układów [22] wobec liczby 15655000 gospodarstw domowych [17] w 2030 r. Dodatkowo szerokie zastosowanie układów microCHP wymaga rozbudowanej infrastruktury dystrybucji paliwa i zapewnienia prosumentom dostępu do infrastruktury, w szczególności gazu ziemnego.

Ciepło pochodzące z mikrokogeneracji stanowić będzie w przyszłości uzupełnienie dla ciepła sieciowego. Szczególnym przypadkiem będzie sytuacja, w której przedsiębiorstwa ciepłownicze uznają za nieefektywne ekonomiczne i/lub technologiczne: rozbudowę sieci ciepłej, budowę nowego lub rozbudowę istniejącego źródła kogeneracyjnego. Dodatkowym elementem warunkującym rozwój mikrokogeneracji jest brak wsparcia systemowego, w obecnych warunkach ekonomicznych multiplikowanie systemów wsparcia może prowadzić do przełożenia kosztów generowanych administracyjnie na klienta końcowego, co spowoduje wzrost cen energii elektrycznej i ciepła systemowego. Niemniej jednak mikrokogeneracja na rynkach światowych powoli zagospodarowuje swoją niszę rynkową stając się jednym z czynników wpływających na rynek ciepła w tych krajach.

Literatura

- [1] Al.-Sulaiman F., Hamdullahpur F., Dincer I.: Trigeneration: A comprehensive review based on prime movers, International Journal of Energy Research 2011.

-
- [2] Agencja Rynku Energii S.A.: Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, Warszawa 2011.
 - [3] Bini R., Di Prima M., Guercio A.: ORC in biomass plants: an overview on different applications, Turboden 2010.
 - [4] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/index.html
 - [5] Chmielewski A., Gumiński R., Radkowski S., Szulim P.: Aspekty wsparcia i rozwoju mikrokogeneracji rozproszonej na terenie Polski, Rynek Energii 2014.
 - [6] CHP Technologies, Energy Saving Trust, <http://live.est.precedenthost.co.uk/domestic/content/micro-chp>
 - [7] CHP Technology - a detailed guide for CHP developers – Part 2, Department of Energy & Climate Change UK 2008.
 - [8] Ciepło systemowe definicja, www.cieplosystemowe.pl/dla-domu/cieplo-systemowe/co-to-jest/
 - [9] Der Dachs oferta mikroinstalacji, www.derdachs.de
 - [10] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3.
 - [11] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 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, Dz. Urz. UE L 315/2 z 14.11.2012.
 - [12] ecoPOWER 1.0 i eco POWER 20.0 mikroinstalacje firmy Vaillant, www.vaillant.de/heizung/produkte/mikro-bhkw-ecopower-1-0-1793.de_de.html
 - [13] Energetyka ciepła w liczbach - 2013, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2014.
 - [14] EuroDish – Stirling, Schlaig Bergermann und Partner GbR, Stuttgart 2001.
 - [15] Feed-in-Tariffs Scheme: Government Response to Consultation on Comprehensive Review Phase 2B: Tariffs for non-PV technologies and scheme administration issues, U.K. DECC, 2012.
 - [16] Główny Urząd Statystyczny: Energia, Warszawa 2014.
 - [17] Główny Urząd Statystyczny: Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2012, Warszawa 2014.
 - [18] Iwaszkiewicz J., Sedler B., Sulżycki E.: Przegląd materiałów dotyczących alternatywnych form generacji rozproszonej, w tym małej generacji jądrowej, z uwzględnieniem bezpieczeństwa i diagnostyki tych form generacji, Fundacja naukowo-techniczna „Gdańsk” 2010.
 - [19] Jewulski J., Kupecki J., Blesznowski M.: Postępy w rozwoju układów μ -CHP z ogniwami paliwowymi. Instal Nr 1, 2014.

- [20] Kubski P.: Praca dobrze skojarzona, *Magazyn Instalatora* nr 5 (153), 2011.
- [21] MicroCHP Certification Scheme Installation Database UK Statistics 28th February 2015, U.K. Department of Energy and Climate Change 2015.
- [22] National Cogeneration Roadmaps, www.code2-project.eu/code-regions/
- [23] Nowacki J., Pietrak R.: Silniki Stirlinga - przegląd rozwiązań i zastosowań, LV Spotkanie Forum „Energia-Efekt-Środowisko” NFOŚiGW, Warszawa 2012.
- [24] Obernberger I., Carlsen H., Biedermann F.: State-of-the-art and future developments regarding small-scale biomass CHP system with special focus on ORC and Stirling Engine Technologies, International Nordic Bioenergy Conference 2003.
- [25] Paska J.: Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2010.
- [26] Paska J.: Technologie rozproszonych źródeł energii. Zakład Wydawniczy „INPE” w Bełchatowie. Bełchatów 2011.
- [27] Review of Combined Heat and Power Technologies, U.S. Department of Energy 1999.
- [28] Skorek J.: Analiza uwarunkowań techniczno-ekonomicznych budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy w Polsce, Seminarium naukowo-techniczne: Współczesne problemy rozwoju technologii gazu, Politechnika Śląska 2012.
- [29] Średnie miesięczne temperatury w kraju, www.imgw.pl/klimat.
- [30] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 oraz z 2013 r. poz. 984 i 1238.
- [31] Ustawa z dnia 16 stycznia 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – projekt uchwalony przez Sejm.
- [32] Wojciechowski H.: Układy kogeneracyjne z organicznym obiegiem Rankine’a wykorzystujące biomasę, Politechnika Wrocławska.
- [33] Wołowicz M., Milewski J., Badyda K.: Analiza i porównanie układów energetycznych zawierających węglanowe ogniwo paliwowe, Rynek Energii, sierpień 2014.
- [34] XRGI 20 instalacja mikrokogeneracyjna, www.ghp-poland.com/index.php/dane-techniczne-mchp.
- [35] Zambri N. A., Mohamed A.: Utilization of fuel cell energy source for distribution power generation: theory, modelling and review of research work, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 5, 2014.