

Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Bytom

Aktualizacja 2020

2020 r.



Zespół projektantów

dr inż. Adam Jankowski – koordynator projektu

mgr inż. Anna Szembak – kierownik projektu

mgr inż. Marta Szawracka

mgr inż. Natalia Jakubowska

inż. Alicja Plebankiewicz

Sprawdzający:

mgr inż. Marcin Całka

Spis treści

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | Wprowadzenie..... | 9 |
| 1.1 | Podstawa opracowania..... | 9 |
| 1.2 | Ocena aktualności założeń..... | 9 |
| 1.3 | Zakres przedmiotowy założeń..... | 10 |
| 2. | Planowanie energetyczne na szczeblu gminnym – rola założeń w systemie planowania energetycznego..... | 12 |
| 3. | Charakterystyka miasta..... | 15 |
| 3.1 | Położenie geograficzne, główne formy zagospodarowania..... | 15 |
| 3.2 | Warunki klimatyczne..... | 16 |
| 3.3 | Ludność i zasoby mieszkaniowe..... | 17 |
| 3.4 | Sektor usługowo-wytwórczy..... | 19 |
| 3.5 | Podział na jednostki bilansowe..... | 20 |
| 3.6 | Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych..... | 22 |
| 3.7 | Lokalne dokumenty strategiczne i planistyczne..... | 25 |
| 4. | Zaopatrzenie miasta Bytom w ciepło..... | 31 |
| 4.1 | Charakterystyka przedsiębiorstw ciepłowniczych..... | 31 |
| 4.2 | Charakterystyka systemowych źródeł ciepła..... | 33 |
| 4.2.1 | ELEKTROCIEPŁOWNIA ZABRZE – Fortum Silesia S.A..... | 33 |
| 4.2.2 | ELEKTROCIEPŁOWNIA MIECHOWICE – Fortum Silesia S.A..... | 36 |
| 4.2.3 | ELEKTROCIEPŁOWNIA SZOMBIERKI – obiekt historyczny..... | 38 |
| 4.2.4 | CIEPŁOWNIA RADZIONKÓW – PEC sp. z o.o. w Bytomiu..... | 38 |
| 4.3 | Charakterystyka centralnych systemów ciepłowniczych PEC Bytom..... | 43 |
| 4.3.1 | PEC Sp. z o.o. w Bytomiu..... | 43 |
| 4.3.2 | Rejonowa Spółka Ciepłownicza sp. z o.o. w Bytomiu..... | 50 |
| 4.4 | Źródła i systemy ciepłownicze o zasięgu lokalnym..... | 51 |
| 4.4.1 | Lokalny system ciepłowniczy U&R CALOR Sp. z o.o..... | 51 |
| 4.4.2 | Lokalny system ciepłowniczy ENCo Sp. z o.o..... | 53 |
| 4.5 | Kotłownie (źródła) lokalne..... | 55 |
| 4.6 | Źródła indywidualne – niska emisja..... | 60 |
| 4.7 | Zapotrzebowanie ciepła i sposób jego pokrycia – bilans stanu istniejącego..... | 60 |
| 4.8 | Ocena stanu zaopatrzenia miasta w ciepło..... | 63 |
| 5. | System zaopatrzenia w gaz ziemny..... | 66 |
| 5.1 | Charakterystyka przedsiębiorstw..... | 66 |
| 5.2 | Charakterystyka systemu gazowniczego..... | 67 |
| 5.2.1 | Podstawowe informacje..... | 67 |
| 5.2.2 | System źródłowy..... | 67 |
| 5.2.3 | System dystrybucji gazu..... | 69 |
| 5.3 | Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu..... | 72 |
| 5.4 | Plany inwestycyjno- modernizacyjne (plany rozwoju przedsiębiorstw)..... | 76 |
| 5.5 | Ocena stanu systemu gazowniczego..... | 77 |
| 6. | System elektroenergetyczny..... | 78 |
| 6.1 | Wprowadzenie..... | 78 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 6.2 | Charakterystyka przedsiębiorstw energetycznych | 78 |
| 6.3 | System zasilania miasta..... | 81 |
| 6.3.1 | Źródła wytwórcze | 81 |
| 6.3.2 | System przesyłowy | 83 |
| 6.3.3 | System dystrybucyjny – linie WN i stacje GPZ | 83 |
| 6.3.4 | System dystrybucyjny - linie SN i stacje transformatorowe | 85 |
| 6.4 | Odbiorcy i zużycie energii elektrycznej..... | 86 |
| 6.5 | Sieci oświetlenia drogowego | 90 |
| 6.6 | Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych | 91 |
| 6.7 | Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną | 92 |
| 7. | Analiza taryf | 95 |
| 7.1 | Taryfy dla ciepła | 95 |
| 7.2 | Taryfa dla energii elektrycznej..... | 99 |
| 7.3 | Taryfa dla paliw gazowych | 101 |
| 8. | Analiza rozwoju - przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii..... | 105 |
| 8.1 | Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii | 105 |
| 8.1.1 | Prognoza demograficzna | 107 |
| 8.1.2 | Rozwój zabudowy mieszkaniowej | 108 |
| 8.1.3 | Rozwój zabudowy usługowej..... | 113 |
| 8.1.4 | Zmiany w sektorze przemysłowym | 115 |
| 8.2 | Bilans potrzeb energetycznych dla nowych obszarów rozwoju..... | 116 |
| 8.3 | Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło..... | 120 |
| 8.3.1 | Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło | 120 |
| 8.3.2 | Prognoza zmian w strukturze zapotrzebowania na ciepło | 122 |
| 8.3.3 | Możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na ciepło z systemu ciepłowniczego PEC-u Bytom – zapewnienie źródłowe jego pokrycia | 123 |
| 8.4 | Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny..... | 126 |
| 8.5 | Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną..... | 127 |
| 8.6 | Mapy prognoz energetycznych | 130 |
| 9. | Ocena bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia Bytomia w nośniki energii | 134 |
| 9.1 | Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w ciepło..... | 134 |
| 9.2 | Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w energię elektryczną. | 136 |
| 9.3 | Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w gaz sieciowy..... | 136 |
| 10. | Ocena możliwości i planowane wykorzystanie lokalnych źródeł energii | 138 |
| 10.1 | Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych..... | 138 |
| 10.2 | Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej | 138 |
| 10.3 | Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla miasta Bytomia..... | 140 |
| 10.3.1 | Odpady komunalne - składowisko odpadów..... | 140 |
| 10.3.2 | Osady ściekowe - oczyszczalnie ścieków..... | 143 |
| 10.3.3 | Odpady medyczne – Szpitale Specjalistyczne..... | 144 |
| 10.4 | Wodór jako alternatywne źródło energii..... | 144 |
| 10.5 | Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w mieście | 147 |
| 10.5.1 | Regulacje prawne w dziedzinie odnawialnych źródeł energii..... | 147 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 10.5.2 | Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze miasta | 150 |
| 10.6 | Podsumowanie | 162 |
| 11. | Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych - środki poprawy efektywności energetycznej..... | 164 |
| 11.1 | Uwarunkowania i narzędzia prawne racjonalizacji..... | 164 |
| 11.2 | Racjonalizacja użytkowania energii w systemie ciepłowniczym..... | 169 |
| 11.3 | Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych..... | 182 |
| 11.4 | Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej | 184 |
| 11.5 | Propozycja działań organizacyjnych. Pełnomocnik Prezydenta ds. Energetyki | 189 |
| 11.6 | Program zintegrowanego podejścia energetycznego do jednostek gminnych w Bytomiu | 194 |
| 12. | Scenariusze zaopatrzenia obszaru Miasta Bytom w nośniki energii | 196 |
| 12.1 | Analiza porównawcza rozwiązań zaopatrzenia w ciepło..... | 196 |
| 12.2 | Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło i gaz sieciowy | 200 |
| 12.2.1 | Zaopatrzenie nowych obszarów pod zabudowę mieszkaniową | 200 |
| 12.2.2 | Zaopatrzenie nowych obszarów pod zabudowę usługową | 202 |
| 12.2.3 | Zaopatrzenie nowych obszarów pod zabudowę przemysłową..... | 203 |
| 12.3 | Propozycje rozwoju i modernizacji systemów energetycznych– w odniesieniu do planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych..... | 205 |
| 12.3.1 | PEC BYTOM Sp. z o.o. | 206 |
| 12.3.2 | Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oddział w Zabrze..... | 206 |
| 12.3.3 | TAURON Dystrybucja Sp. z o.o. | 206 |
| 12.4 | Możliwości zastosowania energetycznej gospodarki skojarzonej w mieście, w źródłach rozproszonych | 206 |
| 12.5 | Analiza wpływu wprowadzenia limitów CO ₂ na kondycję wytwórców ciepła i energii elektrycznej oraz na rynek energii | 209 |
| 13. | Elektromobilność i rozwój paliw alternatywnych | 212 |
| 13.1 | Kierunki rozwoju zawarte w dokumentach krajowych..... | 212 |
| 13.2 | Kierunki rozwoju zawarte w dokumentach strategicznych Gminy | 214 |
| 14. | Analiza formalno-prawna proponowanych scenariuszy rozwojowych | 218 |
| 14.1 | Polityka energetyczna w Unii Europejskiej – dokumenty i obowiązujące dyrektywy | 218 |
| 14.2 | Krajowe dokumenty strategiczne i planistyczne | 223 |
| 14.3 | Kierunki zmian w ustawodawstwie krajowym – konsekwencje dla sektora energetyki..... | 228 |
| 14.4 | Podsumowanie | 231 |
| 15. | Zakres współpracy z gminami sąsiednimi | 232 |
| 15.1 | Zakres współpracy – stan istniejący | 232 |
| 15.2 | Możliwe przyszłe kierunki współpracy | 234 |
| 16. | Ocena wpływu systemów energetycznych na środowisko naturalne | 237 |
| 16.1 | Stan środowiska naturalnego – jakość powietrza | 237 |
| 16.2 | Rodzaj i skala oddziaływania na środowisko..... | 238 |
| 17. | Możliwości dofinansowania zadań związanych z gospodarką energetyczną | 241 |
| 18. | Wnioski i zalecenia..... | 248 |



ZAŁĄCZNIKI:

1. Bilans stanu istniejącego
2. Charakterystyka obszarów rozwoju zabudowy mieszkaniowej
3. Bilans potrzeb energetycznych obszarów rozwoju miasta Bytomia
4. Uzgodnienia z przedsiębiorstwami energetycznymi
5. Uzgodnienia z gminami sąsiadującymi

ZAŁĄCZNIKI GRAFICZNE:

- System ciepłowniczy i tereny rozwoju miasta
- System gazowniczy i tereny rozwoju miasta
- System elektroenergetyczny i tereny rozwoju miasta

1. Wprowadzenie

1.1 Podstawa opracowania

Podstawę opracowania „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Bytom” stanowią ustalenia określone w umowie z dnia 30 października 2019 r. nr ZE.272.12.2019 zawartej pomiędzy:

- Miastem Bytom z siedzibą w Bytomiu przy ul. Parkowa 2,
- a firmą Energoekspert sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach przy ul. Karłowicza 11a.

„Projekt założeń...” wykonano zgodnie z:

- ustawą o samorządzie gminnym z dnia 8 marca 1990 r. (t.j. Dz.U. 2020 r., poz. 713);
- ustawą Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (t.j. Dz. U. 2020 r., poz. 833 z późn. zm.);
- ustawą o efektywności energetycznej 20 maja 2016 r. (t.j. Dz.U. 2020 r., poz. 264);
- ustawą Prawo ochrony środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r. (t.j. Dz.U. 2020 r., poz. 1219);
- ustawą o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko z dnia 3 października 2008 r. (Dz.U. z 2020 r., poz. 283);
- ustawą o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z dnia 27 marca 2003 r. (t.j. Dz.U. 2020 r., poz. 293);
- ustawą Prawo budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (t.j. Dz.U. 2019 r., poz. 1186 z późn. zm.);
- ustawą o wspieraniu termomodernizacji i remontów z dnia 21 listopada 2008 r. (t.j. Dz.U. z 2020 r., poz. 22 z późn. zm.);
- ustawą o ochronie konkurencji i konsumentów z dnia 16 lutego 2007 r. (t.j. Dz.U. z 2020 r., poz. 1076.);
- ustawą o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. (t.j. Dz.U. 2020 poz. 261),
- ustawą o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018 r. (t.j. Dz.U. 2020 poz. 908),
- przepisami wykonawczymi do ww. ustaw;
- innymi obowiązującymi przepisami szczegółowymi;

oraz z uwzględnieniem zapisów ujętych w dokumentach strategicznych i uwarunkowań wynikających z obecnego i planowanego zagospodarowania przestrzennego.

1.2 Ocena aktualności założeń

Miasto Bytom posiada „Aktualizację założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną, paliwa gazowe Miasta Bytom”, przyjętą uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXIX/394/14 w dniu 24 marca 2014 r. (zwana dalej „Aktualizacją 2014”).

Przystąpienie do opracowania kolejnej edycji Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Bytomia zwanej dalej „Aktualizacją 2020” stanowi spełnienie wymagań stawianych art. 19 ustawy Prawo energetyczne o konieczności wykonywania aktualizacji dokumentu co 3 lata.

W minionym okresie (2013÷2020) nastąpiły zmiany zarówno bezpośrednio w sferze gospodarki energetycznej miasta, w tym zmiany formalno-prawne, własnościowe, organizacyjne przedsiębiorstw energetycznych, jak i w zapisach dotyczących kierunków rozwoju i zagospodarowania przestrzennego miasta, uzasadnionym jest ponowne przeprowadzenie analizy stanu zaopatrzenia miasta Bytomia w nośniki energii, ocena bezpieczeństwa zaopatrzenia w kontekście perspektywy zaostrzenia wymagań środowiskowych oraz wskazanie niezbędnych kierunków działania dla zapewnienia szeroko rozumianego bezpieczeństwa energetycznego miasta.

1.3 Zakres przedmiotowy założeń

Do zakresu niniejszego opracowania wchodzi:

- ocena stanu aktualnego zaopatrzenia miasta Bytomia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- identyfikacja przewidywanych możliwości rozwoju przestrzennego miasta;
- identyfikacja potrzeb energetycznych istniejącej i planowanej zabudowy;
- określenie niezbędnych działań dla zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na energię;
- wytyczenie przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych w mieście;
- określenie możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem OZE i wysokosprawnej kogeneracji;
- określenie możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu aktualnie obowiązującej ustawy o efektywności energetycznej;
- określenie zakresu współpracy z innymi gminami;
- wytyczenie kierunków działań miasta dla osiągnięcia optymalnego wyniku przy realizacji założeń do planu zaopatrzenia dla miasta.

W niniejszym opracowaniu uwzględniono założenia i ustalenia następujących dokumentów planistycznych:

- ➔ zmiana Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Gminy Bytom przyjęta uchwałą nr LXIV/839/18 Rady Miejskiej w Bytomiu z dnia 28 maja 2018 r.,
- ➔ obowiązujących Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego.

Natomiast dokumentami strategicznymi, których zapisy poddano analizie w celu wykonania przedmiotowego opracowania, są:

- ➔ „Strategia Rozwoju Miasta Bytom 2020+”, przyjęta uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXXVI/501/14 z dnia 22 września 2014 r.;

- ➔ „Gminny Program Rewitalizacji. Bytom 2020+” przyjęty uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXXVIII/487/17 z dnia 27 lutego 2017 r.;
- ➔ Wieloletni program gospodarowania mieszkaniowym zasobem Gminy Bytom na lata 2020-2026 przyjęty uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXV/366/20 z dnia 24 lutego 2020 r.;
- ➔ Aktualizacja Programu Ochrony Środowiska dla miasta Bytomia na lata 2012- 2015 z uwzględnieniem perspektywy na lata 2016- 2019, przyjęta uchwałą Rady Miasta Bytom nr IX/94/13 z dnia 28 stycznia 2013 r.
- ➔ Plan gospodarki niskoemisyjnej dla Gminy Bytom przyjęty uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr X/146/15 z dnia 22 czerwca 2015 r. – w trakcie aktualizacji.

Dodatkowo w projekcie założeń uwzględniono zapisy ujęte w dokumentach planistycznych i strategicznych na poziomie regionalnym:

- Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego „Śląskie 2020+” przyjęta uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego Nr IV/38/2/2013 z dnia 1 lipca 2013 r.;
- Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Śląskiego 2020+ przyjęty przez Sejmik Województwa Śląskiego uchwałą nr V/26/2/2016 z dnia 29 sierpnia 2016 r.;
- Program ochrony powietrza dla województwa śląskiego przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego Nr VI/21/12/2020 z dnia 22 czerwca 2020 r.
- Program ochrony środowiska dla Województwa Śląskiego do roku 2019 z uwzględnieniem perspektywy do roku 2024 przyjęty uchwałą Nr V/11/8/2015 z dnia 31.08.2015 r.;
- Plan Gospodarki Odpadami dla województwa śląskiego na lata 2016 - 2022 przyjęty uchwałą Nr V/37/7/2017 z dnia 24.04.2017 r.

Niniejszy dokument wykonany został w oparciu o informacje i uzgodnienia uzyskane od przedsiębiorstw energetycznych i jednostek miasta, jak również na podstawie danych uzyskanych od instytucji działających na rzecz rozwoju miasta oraz przeprowadzonej akcji ankietowej z dużymi podmiotami gospodarczymi, których działalność w sposób pośredni lub bezpośredni związana jest z wytwarzaniem i/lub dystrybucją nośników energii zarówno dla potrzeb własnych, jak i odbiorców zewnętrznych. Dotyczy to również dużych odbiorców nośników energii.

Instytucje i podmioty objęte akcją ankietową na potrzeby niniejszego opracowania:

- Urząd Miejski w Bytomiu,
- Fortum Silesia S.A., ul. Wolności 416, 41-800 Zabrze,
- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., ul. Wrocławska 122, 41-902 Bytom,
- Rejonowa Spółka Ciepłownicza Sp. z o.o., ul. Elektrownia 18, 41-908 Bytom,
- P.P.U.H. ENCo Sp. z o.o., ul. Strzelców Bytomskich 165, 41-914 Bytom,
- U&R CALOR Sp. z o.o., ul. G. Morcinka 38, 42-580 Wojkowice,
- GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Świerklanach, ul. Wodzisławska 54, 44-266 Świerklany,
- Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze, ul. Szczeń Boże 11, 41-800 Zabrze,

- PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Region Górnośląski, ul. Mikulczycka 5, 41-800 Zabrze,
- PSE S.A. ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna,
- TAURON Dystrybucja S.A. oddział w Gliwicach, ul. Portowa 14a, 44-100 Gliwice,
- PKP Energetyka S.A., ul. Hoża 63/67, 00-681 Warszawa,
- Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o., pl. Kościuszki 11, 41-902 Bytom,
- Miejski Zarząd Dróg i Mostów, ul. J. Smolenia 35, 41-902 Bytom,
- obiekty użyteczności publicznej będące pod zarządem miasta,
- spółdzielnie mieszkaniowe i inni administratorzy budynków,
- znaczące zakłady przemysłowe działające na terenie miasta Bytomia.

Jako rok bazowy dla bilansowania potrzeb energetycznych stanu istniejącego oraz stanowiący punkt odniesienia dla bilansowania stanu docelowego przyjęto rok 2019. W przypadku braku danych za rok 2019 (np. zestawień GUS itp.) zaistniałe zmiany uwzględniono wg występującego trendu zmian z ostatnich 5-ciu lat.

2. Planowanie energetyczne na szczeblu gminnym – rola założeń w systemie planowania energetycznego

Szczególną rolę w planowaniu energetycznym prawo przypisuje samorządom gminnym poprzez zobowiązanie ich do planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na swoim terenie. Zgodnie z art. 7 Ustawy o samorządzie gminnym, obowiązkiem gminy jest zapewnienie zaspokojenia zbiorowych potrzeb jej mieszkańców. Wśród zadań własnych gminy wymienia się w szczególności sprawy: wodociągów i zaopatrzenia w wodę, kanalizacji, usuwania i oczyszczania ścieków komunalnych, utrzymania czystości i porządku oraz urządzeń sanitarnych, wysypisk i unieszkodliwiania odpadów komunalnych, **zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz.**

Prawo energetyczne w art. 18 wskazuje na sposób wywiązywania się gminy z obowiązków nałożonych na nią przez Ustawę o samorządzie gminnym. Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy:

- planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy;
- planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy;
- planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg, znajdujących się na terenie gminy;
- ocena potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terenie gminy.

Polskie Prawo energetyczne przewiduje dwa rodzaje dokumentów planistycznych:

- ➔ Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- ➔ Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Dokumenty te powinny być zgodne z założeniami polityki energetycznej państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego oraz ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a także spełniać wymogi ochrony środowiska.

Zgodnie z art. 19 Prawa energetycznego **Projekt Założeń do planu zaopatrzenia** jest opracowywany przez wójta (burmistrza, prezydenta miasta), a następnie podlega opinionowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa. Projekt założeń przed uchwaleniem przez Radę Gminy winien podlegać wyłożeniu do publicznego wglądu.

Projekt założeń jest opracowywany we współpracy z lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, które są zobowiązane (zgodnie z art. 16 i 19 Prawa energetycznego) do bezpłatnego udostępnienia swoich **Planów rozwoju**.

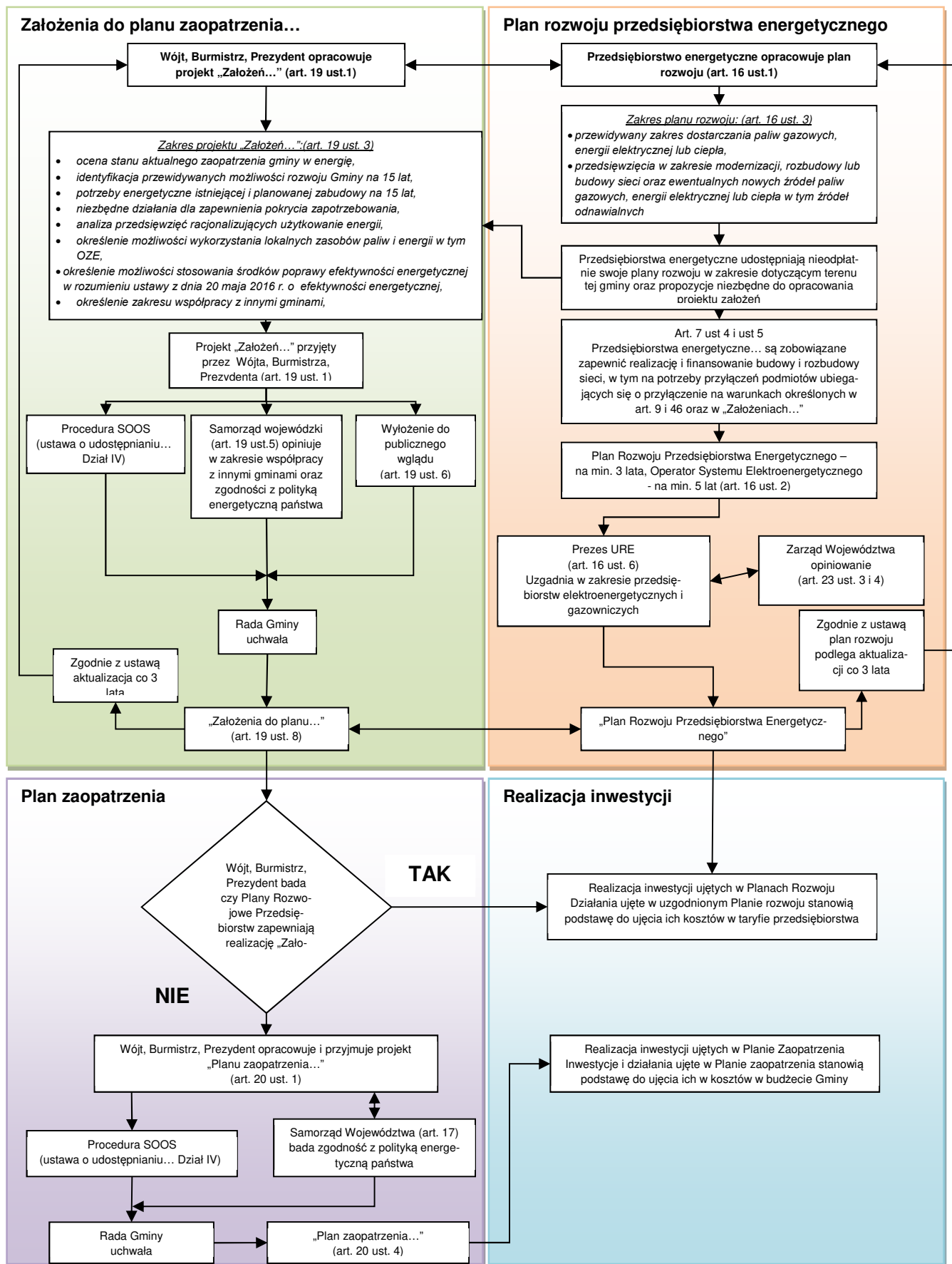
Dokumenty te obejmują zgodnie z prawem plan działań w zakresie obecnego i przyszłego zaspokajania zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.

Plany, o których mowa w ust. 1, art. 16, obejmują w szczególności: przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym źródeł odnawialnych.

Plan zaopatrzenia opracowuje wójt (burmistrz, prezydent miasta) w sytuacji, gdy okaże się, że plan rozwoju opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne nie zapewnia realizacji założeń do planu zaopatrzenia. Plan zaopatrzenia uchwalany jest przez Radę Gminy, po uprzednim badaniu przez samorząd województwa pod kątem zgodności z polityką energetyczną państwa.

Poglądowy schemat procedur tworzenia dokumentów lokalnego planowania, wynikający z Prawa energetycznego z uwzględnieniem uwarunkowań wynikających z wymogu udziału społeczeństwa w opracowywaniu dokumentów (wg ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko Dz.U. z 2020 r., poz. 283), przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 2-1. Proces planowania energetycznego na szczeblu lokalny



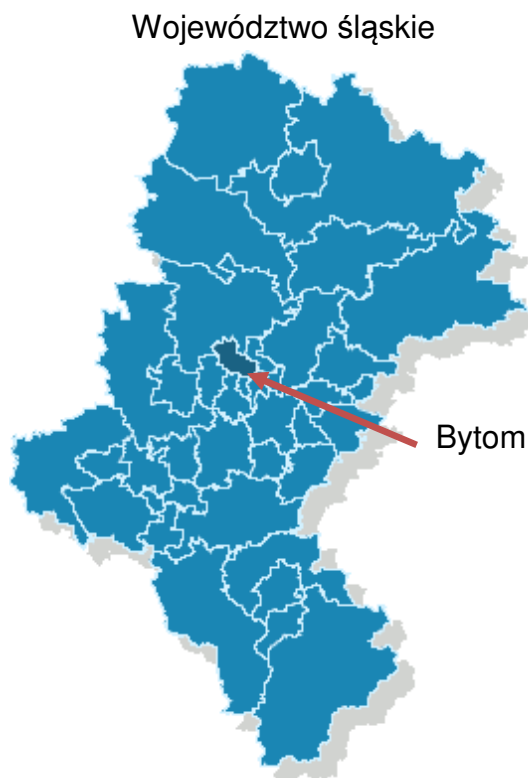
3. Charakterystyka miasta

3.1 Położenie geograficzne, główne formy zagospodarowania

Bytom położony jest w centrum województwa śląskiego. Miasto sąsiaduje bezpośrednio z Chorzowem, Piekarami Śląskimi, Radzionkowem, Rudą Śląską, Świętochłowicami, Tarnowskimi Górami, Zabrzem i Zbroslawicami. Bytom zajmuje obszar 69,44 km².

W rejonie Bytomia wydziela się kilka jednostek morfologicznych. Centralny obszar miasta zajmuje Wyżyna Miechowicka otoczona od północy dolinami Dramy, Szarlejki i Brynicy, od południa Bytomką, natomiast od wschodu Wyżyna Miechowicka przechodzi w Wyżynę Siemianowicką. Północna część Bytomia znajduje się na terenie Garbu Tarnogórskiego.

Rysunek 3-1 Lokalizacja Bytomia na tle województwa śląskiego



Według Raportu o stanie miasta Bytom 2019 struktura gruntów, według sposobu użytkowania przedstawia się zgodnie z poniższym:

| | |
|-------------------------------------|-------------------------------|
| – Grunty pod zabudowę mieszkaniową: | 12,22 km ² (17,6%) |
| – Grunty pod zabudowę przemysłową: | 8,30 km ² (12%) |
| – Użytki rolne (+ nieużytki): | 17,09 km ² (24,6%) |
| – Lasy: | 14,53 km ² (20,9%) |
| – Inne: | 17,30 km ² (24,9%) |

3.2 Warunki klimatyczne

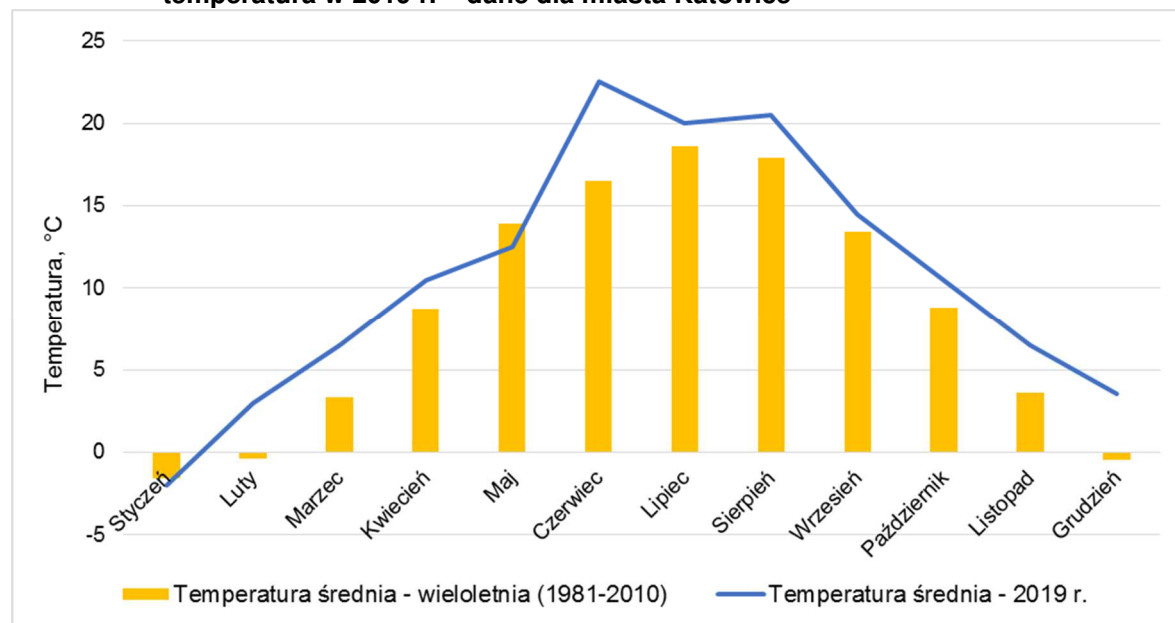
Zgodnie z normą PN-EN 12831 teren Polski jest podzielony na pięć stref klimatycznych. Dla każdej z nich określono obliczeniową temperaturę powietrza na zewnątrz budynków, która jest równa także temperaturze obliczeniowej powierzchni gruntu. Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu.

Bytom leży w III strefie klimatycznej, dla której temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynku wynosi -20°C .

Bytom wraz z całym obszarem Górnośląskiego Okręgu Przemysłowego leży w obrębie śląsko-krakowskiej dzielnicy klimatycznej. Charakteryzuje ją przewaga wpływów oceanicznych nad kontynentalnymi oraz sporadyczne oddziaływanie docierających tu od południowego zachodu przez Bramę Morawską mas powietrza zwrotnikowego. Docierają tu również zimne masy powietrza arktycznego z północy - głównie w chłodnej połowie roku.

Na poniższym wykresie przedstawiono dane pomiarowe IMGW średniej temperatury z wielolecia (za lata 1981-2010) oraz średniej temperatury z 2019 r. dla miasta Katowice (ze względu na brak szczegółowych danych dla Bytomia).

Wykres 3-1 Średnia miesięczna temperatura powietrza z okresu 1981-2010 oraz średnia miesięczna temperatura w 2019 r. – dane dla miasta Katowice



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IMGW

Według danych IMGW dla rejonu miasta Katowice średnioroczna temperatura powietrza z okresu 1981-2010 wyniosła $8,6^{\circ}\text{C}$. Natomiast w ostatnich latach (2013-2019) odnotowano wzrost do poziomu $8,8^{\circ}\text{C}$, przy wartości średniej rocznej temperatury powietrza w 2019 r. wynoszącej $10,7^{\circ}\text{C}$. Dane wskazują na stopniowy wzrost średnich temperatur powietrza na analizowanym obszarze. Według danych z wielolecia najcieplejszym miesiącem jest lipiec ze średnią roczną temperaturą $18,6^{\circ}\text{C}$, a najchłodniejszym styczeń – średnio $-1,6^{\circ}\text{C}$.

Średnia roczna suma opadów w Bytomiu wynosi ok. 732 mm, przez co wilgotność względna powietrza osiąga stosunkowo wysokie wartości - ok. 75%. Roczna średnia temperatura wynosi ok. +7,7°C. Najwyższe temperatury powietrza występują w lipcu (+17,7°C), natomiast najniższe w styczniu (-2,5°C). Liczba dni mroźnych występujących w ciągu roku na terenie miasta wynosi 34, natomiast dni z temperaturą przewyższającą +25°C wynosi 27.

3.3 Ludność i zasoby mieszkaniowe

Według danych GUS z grudnia 2019 r. liczba mieszkańców Bytomia wynosiła 165,3 tys. mieszkańców, w tym 86,4 tys. osób, czyli 52% wszystkich mieszkańców stanowią kobiety. Bytom jest piątym co do wielkości miastem Aglomeracji Górnośląskiej (po Katowicach, Sosnowcu, Gliwicach i Zabrze).

Potencjał ludnościowy w podziale na rejony meldunkowe kształtuje się następująco:

- ➔ Śródmieście – 30,2%
- ➔ Miechowice – 14,7%
- ➔ Szombierki – 14,2%
- ➔ Rozbark – 10,6%
- ➔ Stroszek – Dąbrowa Miejska – 8,0%
- ➔ Łagiewniki – 5,2%
- ➔ Os. Gen. Ziętka – 5,2%
- ➔ Karb – 3,8%
- ➔ Bobrek – 2,8%
- ➔ Sucha Góra – 2,5%
- ➔ Stolarzowice – 2,2%
- ➔ Górniki – 0,7%.

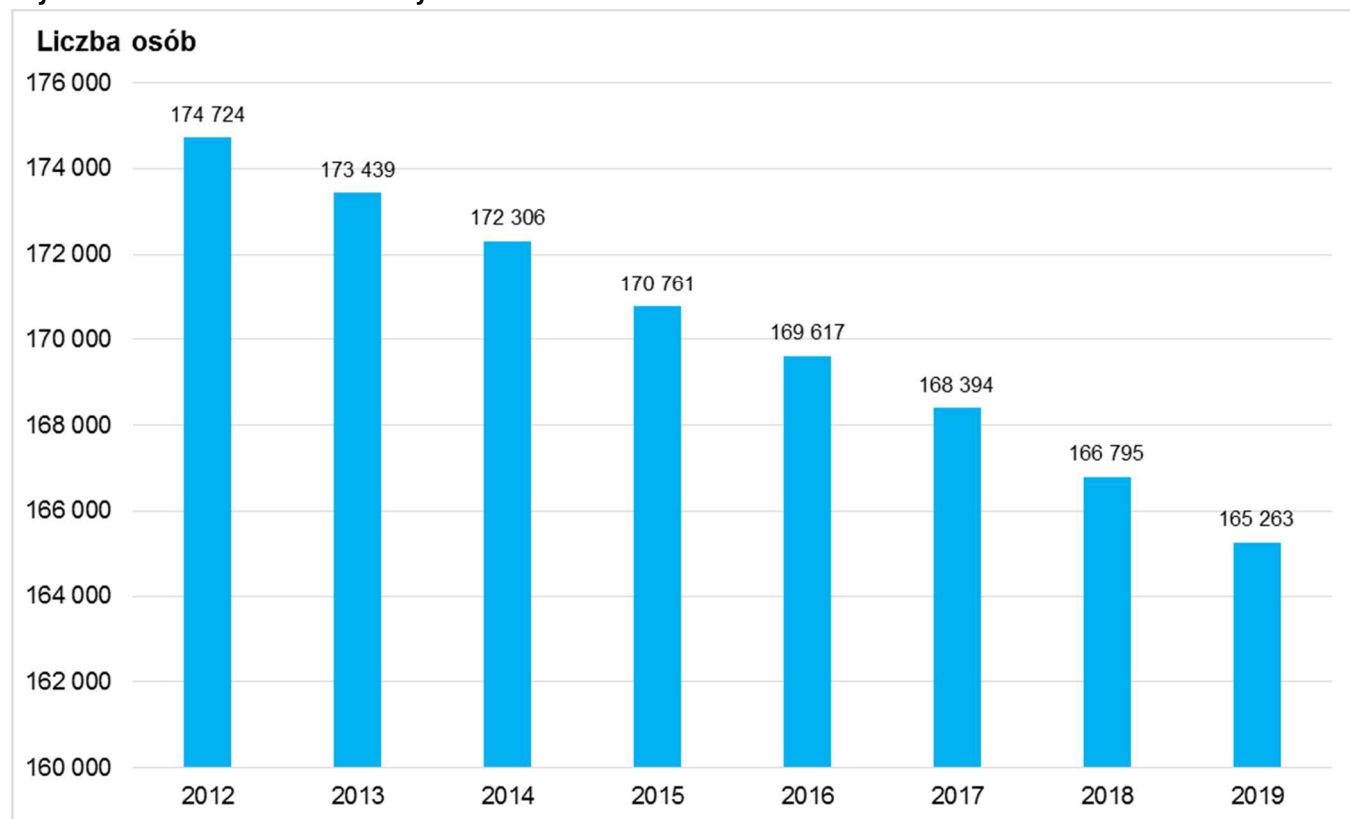
Tabela 3-1 Ludność miasta – lata 2012 - 2019

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Ludność ogółem [liczba osób] | 174 724 | 173 439 | 172 306 | 170 761 | 169 617 | 168 394 | 166 795 | 165 263 |
| w tym: | | | | | | | | |
| Kobiety | 90 986 | 90 405 | 89 833 | 89 122 | 88 565 | 87 993 | 87 149 | 86 420 |
| Mężczyźni | 83 738 | 83 034 | 82 473 | 81 639 | 81 052 | 80 401 | 79 646 | 78 843 |
| Ludność w wieku przedprodukcyjnym [%] | 16,2 | 16,1 | 15,9 | 15,8 | 15,8 | 15,9 | 15,8 | 15,8 |
| Ludność w wieku produkcyjnym [%] | 63,9 | 63,4 | 62,9 | 62,4 | 61,8 | 61,1 | 60,5 | 59,9 |
| Ludność w wieku poprodukcyjnym [%] | 20,0 | 20,5 | 21,2 | 21,8 | 22,4 | 23,1 | 23,7 | 24,2 |
| Przyrost naturalny [liczba osób] | -526 | -484 | -494 | -724 | -560 | -518 | -757 | -740 |
| Gęstość zaludnienia [os./km ²] | 2 516 | 2 498 | 2 481 | 2 459 | 2 443 | 2 425 | 2 402 | 2 380 |

Źródło: GUS Bank Danych Lokalnych

Na poniższym wykresie przedstawiono zmiany liczby ludności postępujące na terenie miasta Bytomia w latach 2012-2019.

Wykres 3-2 Liczba ludności w Bytomiu w latach 2012-2019



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Zgodnie z powyższymi danymi w latach 2012-2019 liczba ludności w Bytomiu zmniejszyła się o blisko 9,5 tys. osób. Średni roczny spadek liczby ludności na analizowanym terenie wynosi ok. 0,8%.

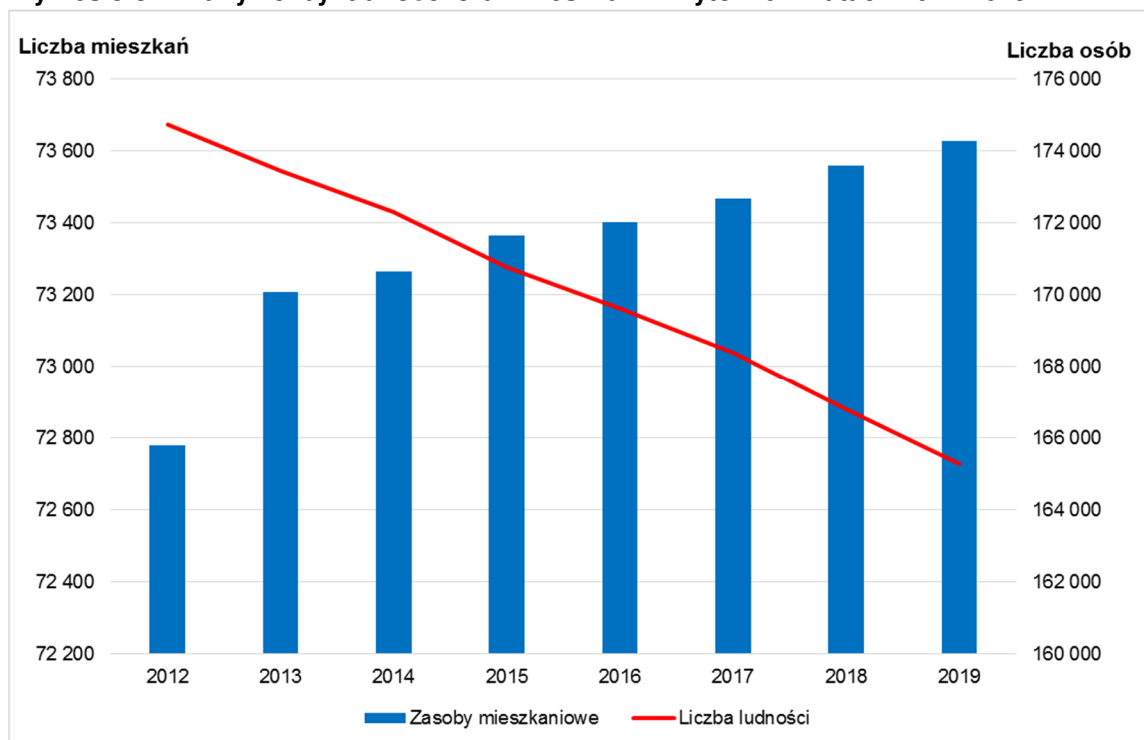
W tabelach poniżej przedstawiono charakterystykę zasobów mieszkaniowych i budynków zlokalizowanych na terenie miasta Bytomia w latach 2012-2019.

Tabela 3-2 Charakterystyka zasobów mieszkaniowych w Bytomiu

| Wyszczególnienie | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Zasoby mieszkaniowe ogółem [liczba mieszkań] | 72 780 | 73 209 | 73 266 | 73 364 | 73 403 | 73 469 | 73 559 | 73 627 |
| Powierzchnia użytkowa mieszkań – ogółem [tys. m ²] | 3 965 | 3 998 | 4 008 | 4 020 | 4 027 | 4 034 | 4 044 | 4 051 |
| Przeciętna powierzchnia użytkowa mieszkania [m ²] | 54,5 | 54,6 | 54,7 | 54,8 | 54,9 | 54,9 | 55,0 | 55,0 |
| Przeciętna powierzchnia użytkowa mieszkania na 1 os. [m ² /os] | 22,7 | 23,1 | 23,3 | 23,5 | 23,7 | 24,0 | 24,2 | 24,5 |
| Przeciętna liczba osób na 1 mieszkanie | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,2 |

Źródło: GUS Bank Danych Lokalnych

Wykres 3-3 Zmiany liczby ludności oraz mieszkań w Bytomiu w latach 2012-2019



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Wykres przedstawia postępujące zmiany dotyczące zasobów mieszkaniowych oraz ludności w Bytomiu w latach 2012-2019. Pomimo zaobserwowanego systematycznego spadku liczby ludności w mieście, liczba zasobów mieszkaniowych wzrasta z roku na rok, średnio o ok. 0,2% rocznie. Na terenie Bytomia nie wystąpił w ostatnim czasie tak znaczny przyrost liczby nowych mieszkań, jaki zauważalny jest w większych miastach na terenie Polski.

3.4 Sektor usługowo-wytwórczy

Bytom jest położony w północno-zachodniej części Aglomeracji Górnośląskiej. Ze swoją ponad 750-letnią historią jest jednym z najstarszych miast Górnego Śląska. Najważniejszym atutem lokalizacyjnym miasta jest przede wszystkim centralne położenie w województwie śląskim. Bardzo ważnym elementem systemu komunikacyjnego miasta jest obwodnica bytomska (Al. Jana Nowaka Jeziorańskiego) węzeł Bytom na śląskim fragmencie autostrady A-1 (leżącej w VI Transeuropejskim Korytarzu Transportowym), której przebieg zapewnia krajom z południa Europy dostęp do portu w Gdańsku oraz bliskość Drogowej Trasy Średnicowej, Międzynarodowego portu Lotniczego Katowice i Kanału Gliwickiego.

Restrukturyzacja tradycyjnych sektorów gospodarki, a przede wszystkim górnictwa i hutnictwa, bezpowrotnie zamknęła kolejny rozdział w historii Bytomia. W niedalekiej przeszłości zamkniętych zostało 5 bytomskich kopalń i 2 huty - najwięksi lokalni pracodawcy oraz szereg zakładów okولوجórniczych. Aktualnie na terenie miasta funkcjonują następujące zakłady górnicze:

- Węglokoks - Kraj Sp. z o.o. KWK „Bobrek-Piekary” (do 2015 r. Kompania Węglowa S.A. Oddział KWK „Bobrek-Centrum” oraz Oddział ZG „Piekary”);
- Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. Zakład „Kopalnie Węgla Kamiennego w całkowitej likwidacji” – prowadzi likwidację byłych kopalń „Bobrek-Miechowice”, „Centrum-Szombierki”, „Powstańców Śląskich”, KWK „Rozbark”, KWK „Centrum”
- Zakład Górniczy „EKO – PLUS” Sp. z o.o. w Bytomiu.

Dotychczasowy, przemysłowy charakter miasta ulega zmianie, co w szczególności związane jest z uruchamianiem nowych działalności w sferze usług i handlu.

W ostatnich latach wzrosła liczba podmiotów gospodarczych w sektorze prywatnym, głównie spółek handlowych. Natomiast liczba osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą spadła w porównaniu do danych z 2009 r. Zauważalna jest również obniżka w ilości nowo zarejestrowanych podmiotów zarówno w sektorze prywatnym, jak i publicznym.

Na terenie Bytomia działa szereg instytucji otoczenia biznesu, m.in.:

- ➔ Katowicka Specjalna Strefa Ekonomiczna
- ➔ Bytomska Strefa Aktywności Gospodarczej
- ➔ Bytomska Agencja Rozwoju Inwestycji
- ➔ Bytomska Izba Przemysłowo-Handlowa
- ➔ Cech Rzemiosł Różnych i Przedsiębiorczości
- ➔ Bytomska Rada Biznesu
- ➔ Delegatura Regionalnej Izby Gospodarczej w Katowicach.

Na koniec 2019 r. w systemie REGON zarejestrowanych było ok. 16,5 tys. podmiotów gospodarki narodowej prowadzących działalność gospodarczą na terenie miasta Bytomia, w tym ok. 15,3 tys. podmiotów sektora prywatnego (z czego 68% stanowią osoby fizyczne) oraz ponad 1,1 tys. podmiotów w sektorze publicznym. W stosunku do analogicznego okresu w 2009 r. ilość podmiotów gospodarczych ogółem zwiększyła się o 2,5%, natomiast ilość osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą spadła o 5,3%. Natomiast odnotowano wzrost liczby spółek handlowych o blisko 50%. W sektorze publicznym wystąpił spadek liczby podmiotów o ok. 7%.

3.5 Podział na jednostki bilansowe

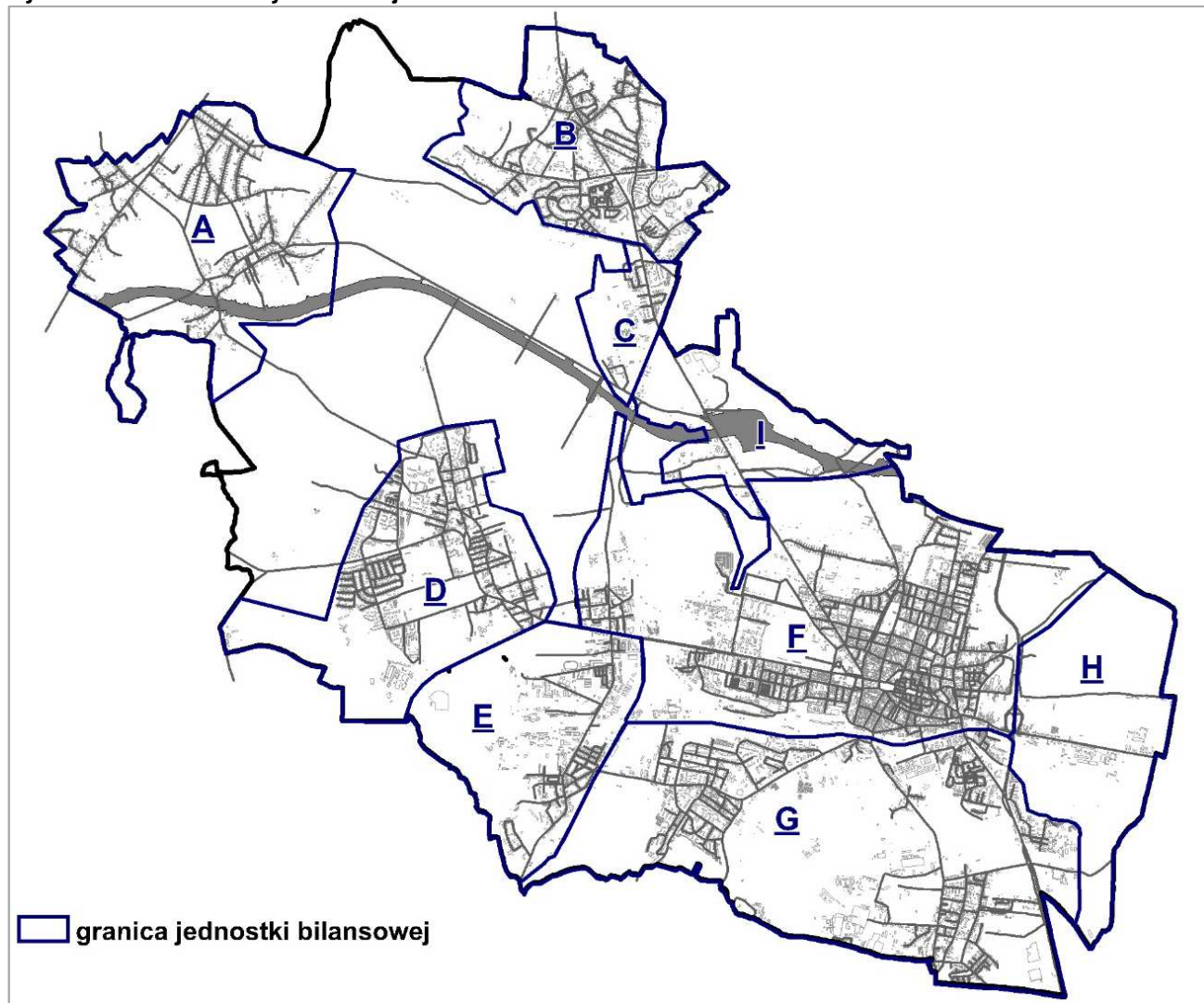
Dla prawidłowej i efektywnej oceny stanu zaopatrzenia Bytomia w nośniki energii oraz dla potrzeb planowania energetycznego dokonano podziału obszaru miasta na energetyczne jednostki bilansowe. Miasto zostało podzielone na 9 rejonów bilansowych (A do I). Podstawę tak przyjętego podziału stanowiły następujące założenia:

- ➔ utrzymanie podziału na jednostki jak w „Aktualizacji 2014”;
- ➔ uwypuklenie obszarów zasilanych z systemu ciepłowniczego, gazowniczego;
- ➔ ułatwienie rozdziału dla poszczególnych modeli zaopatrzenia w ciepło analizowanych zagadnień przyszłościowych.

Tabela 3-3 Zestawienie jednostek bilansowych

| Jednostka bilansowa | Powierzchnia | Dzielnica / Osiedla | Rodzaj zabudowy/ Planowany charakter zabudowy | Dostępność systemu ciepłowniczego (SC) i gazowniczego (SG) |
|---------------------|--------------|--|---|---|
| | [ha] | | | |
| A | 658 | Górniki, Stolarzowice | Zabudowa jednorodzinna/ Rozwój zabudowy jednorodzinnej | - SC: brak; rozwiązania indywidualne (węgiel, gaz); - SG: sieć średniego ciśnienia. |
| B | 449 | Blachówka, Sucha Góra, Stroszek, Na Wzgórzu | Zabudowa jedno- i wielorodzinna/ Rozwój zabudowy jednorodzinnej i wielorodzinnej | - SC: system radzionkowski; rozwiązania indywidualne (węgiel, gaz); - SG: SRP II° Łokietka - sieć średniego i niskiego ciśnienia. |
| C | 111 | KWK Powstańców Śląskich | Zabudowa wielorodzinna, teren pokopalniany/ Rozwój przemysłu i usług oraz zabudowy wielorodzinnej | - SC: system radzionkowski, system ENCo; - SG: sieć niskiego ciśnienia. |
| D | 584 | Miechowice | Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna i jednorodzinna, tereny przemysłowe i usługowe/ Rozwój zabudowy jedno- i wielorodzinnej, przemysłu i usług | - SC: system bytomski, magistrała miechowska; - SG: SRP II° Reptowska, SRP II° Daleka - sieć średniego i niskiego ciśnienia. |
| E | 434 | Karb Południe, Bobrek | Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna i jednorodzinna, przewaga terenów poprzemysłowych i usługowych/ Rozwój przemysłu i usług oraz zabudowy jedno- i wielorodzinnej | - SC: system bytomski, magistrała Karb + Spinka; - SG: SRP II° Wrocławska Karb – w północnej części sieć niskiego ciśnienia, pozostały teren brak; projektowana rozbudowa sieci średniego ciśnienia. |
| F | 1 215 | Karb Północ, KWK Centrum, Rozbark, Śródmieście | Budownictwo wielorodzinne i jednorodzinne oraz usługi i tereny przemysłowe/ Rozwój przemysłu i usług oraz zabudowy jedno- i wielorodzinnej | - SC: system bytomski, magistrała północna; system RSC (obecnie należy do PEC); - SG: SRP II° Łużycka, SRP II° Parkowa, SRP II° Kwietniewskiego, SRP II° Korfantego, SRP II° Gwarecka, SRP II° Strzelców Bytomskich - sieć średniego i niskiego ciśnienia. |
| G | 1 154 | Szombierki, Łagiewniki, Os. Hutnicze, Os. Arki Bożka | Zabudowa wielorodzinna i jednorodzinna, usługowa, przemysłowa/ Rozwój przemysłu i usług oraz zabudowy jedno- i wielorodzinnej | - SC: system bytomski, magistrała południowa; system RSC (obecnie należy do PEC); - SG: SRP II° Zabrska, SRP II° Cicha, SRP II° Arki Bożka, SRP I° Chorzowska, SRP I° Pszczelna, SRP I° Osiedle Pnioki, SRP I° Kol. Zgorzelec, SRP I° Harcerska, SRP Huta Zgorzelec - sieć średniego i niskiego ciśnienia. |
| H | 435 | Siemianowicka, Orzeł Biały | Zabudowa wielorodzinna i tereny przemysłowe/ Rozwój przemysłu i usług | - SC: system U&R CALOR; - SG: sieć średniego i niskiego ciśnienia w okolicy ulicy Siemianowickiej. |
| I | 265 | Dąbrowa Miejska | Zabudowa przemysłowa/ Rozwój usług i przemysłu | - SC: system radzionkowski – w północnej części; - SG: sieć średniego ciśnienia wzdłuż ulicy Celnej. |

Rysunek 3-2 Podział Bytomia na jednostki bilansowe



Źródło: opracowanie własne

3.6 Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych

Utrudnienia w rozwoju systemów sieciowych można podzielić na dwie grupy:

- ➔ czynniki związane z elementami geograficznymi,
- ➔ czynniki związane z istnieniem obszarów podlegających ochronie.

Przy obecnym stanie techniki niemal wszystkie utrudnienia związane z czynnikami geograficznymi mogą być pokonane. Wiąże się to jednak z dodatkowymi kosztami, które nie zawsze mają uzasadnienie. Czynniki geograficzne dotyczą zarówno elementów pochodzenia naturalnego, jak i powstałego z ręki człowieka. Mają one charakter obszarowy lub liniowy. Do najważniejszych należą:

- akweny i ciek wodne;
- obszary zagrożone zniszczeniami powodziowymi;
- tereny bagienne;
- obszary nie ustabilizowane geologicznie (np. bagna, tereny zagrożone szkodami górnictwymi, uskokami lub lawinami, składowiska odpadów organicznych itp.);

- trasy komunikacyjne (linie kolejowe, zwłaszcza wielotorowe i zelektryfikowane, główne trasy drogowe, lotniska);
- tereny o specyficznej rzeźbie terenu (głębokie wąwozy i jary lub odwrotnie: wały ziemne lub pasy wzniesień).

W przypadku istnienia tego rodzaju utrudnień należy dokonywać oceny, co jest bardziej korzystne: pokonanie przeszkody czy jej obejście. Warto przy tym zauważyć, że odpowiedź w tej kwestii zależy również od rodzaju rozpatrywanego systemu sieciowego: najłatwiej i najtaniej przeszkody pokonują linie elektroenergetyczne, trudniej sieci gazowe, a najtrudniej sieci ciepłownicze.

Utrudnienia związane z terenami chronionymi mają charakter obszarowy. Do najważniejszych należą:

- obszary przyrody chronionej: parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, pomniki przyrody, zabytkowe parki;
- kompleksy leśne;
- obszary urbanistyczne objęte ochroną konserwatorską oraz zabytki architektury;
- obszary objęte ochroną archeologiczną;
- cmentarze;
- tereny kultu religijnego;
- tereny wojskowe.

Akweny i ciek wodne

Bytom położony jest w wododziale Wisły i Odry. Większa część terytorium miasta leży w dorzeczu Odry i odwadniana jest przez Bytomkę oraz Potok Rokitnicki będący jej dopływem. Reszta miasta oddaje wody do Szarlejki i Brynicy. Na terenie miasta znajduje się kilkadziesiąt stawów, utworzonych głównie w wyrobiskach i zapadliskach. Kilkanaście z nich znajduje się na terenie zespołu przyrodniczo-krajobrazowego „Żabie Doły”.

Trasy komunikacyjne

Bytom jest znaczącym węzłem kolejowym i komunikacyjnym w systemie dróg krajowych.

Sieć dróg w Bytomiu stanowią drogi krajowe, wojewódzkie, powiatowe i gminne. Zgodnie z Raportem o stanie miasta za 2019 r. długość dróg znajdujących się w granicach miasta wynosi 262 km, w tym:

- krajowe 29 km;
- wojewódzkie 5 km;
- powiatowe 56 km;
- gminne 121,0 km;
- drogi wewnętrzne gminy 51 km.

Istniejący obecnie układ sieci dróg powoduje, iż centrum miasta jest szczególnie obciążone w wyniku krzyżowania się tu tras tranzytowych (drogi krajowe: DK 88, DK 11, DK 94) oraz przebiegających przez centrum miasta wszystkich linii tramwajowych. Przez północną

część miasta przebiega odcinek trasy autostrady A1, wchodzącej w skład Transeuropejskiej Autostrady Północ-Południe.

Bytom odgrywa również znaczącą rolę jako ważny węzeł kolejowy, zarówno dla transportu pasażerskiego jak i towarowego. Linie kolejowe przebiegają przez środek miasta dzieląc Bytom na część południową i północną (linia relacji: Katowice – Bytom – Zabrze) oraz część wschodnią i zachodnią (linia relacji Bytom – Bytom Karb w kierunku Radzionkowa i Tarnowskich Gór). Silnie rozbudowana jest również sieć kolejowa prowadząca do istniejących lub zlikwidowanych zakładów przemysłowych – nieczynna sieć przeznaczona jest do likwidacji. Taka lokalizacja znacznie utrudnia prowadzenie inwestycji dotyczących sieci systemów energetycznych na terenie Miasta.

Na terenie Bytomia funkcjonuje również Górnśląska Kolej Wąskotorowa (GKW), której operatorem jest Stowarzyszenie Górnśląskich Kolei Wąskotorowych, posiadające licencje na wykonywanie transportu kolejowego. Przewozy kolejowe realizowane są na trasie: Bytom – Tarnowskie Góry – Miasteczko Śląskie, regularnie w okresie od czerwca do września, okazjonalnie w pozostałych miesiącach. W 2012 r. oddano do użytku wiadukt kolei wąskotorowej nad autostradą A-1. W 2015 r. przeprowadzono rewitalizację GKW oraz zakupiono tzw. letnie pociągi, następnie w 2018 r. przeprowadzono modernizację części taboru oraz nasypu kolei. Wzdłuż trasy GKW występuje wiele atrakcji turystycznych oraz terenów rekreacyjnych jak na przykład: kompleks leśny „Dąbrowa Miejska”, Dolomity Sportowa Dolina, Rezerwat Przyrody „Segiet”, Kopalnia Srebra.

Obszary chronione

Znaczna część powierzchni miasta zajęta jest przez lasy, parki, obszary cenne przyrodniczo, tereny otwarte obejmujące uprawy rolne, łąki, pastwiska, nieużytki z zielenią nieurządzoną, tereny zieleni normowanej jak: tereny z zielenią izolacyjną (pasy przydrożne), ogródki działkowe, cmentarze i zieleńce. Wśród terenów zielonych na obszarze Bytomia przeważa zwarty kompleks leśny o powierzchni ok. 1436 ha, stanowiący ponad 20% powierzchni miasta, obejmujący m.in.:

- dolinę potoku Rokitnickiego i potoku Segiet, Las Piekielec,
- Las Hipolit,
- Rezerwat Leśny Segiet,
- wyrobisko dolomitu „Blachówka”,
- Dolinę Trzech Stawów,
- Park im. E. Osmańczyka.

Do obszarów unikatowych, charakteryzujących się wysoką wartością przyrodniczą zaliczane są:

- Podziemia Tarnogórsko-Bytomskie (PLH240003), jako Specjalne Obszary Ochrony Siedlisk wchodzące w skład obszarów NATURA 2000. Podziemia zajmują powierzchnię 3490,8 ha. Są to wyrobiska powstałe w okresie XII-XX w. po eksploatacji rud cynku, ołowiu i srebra.
- Stanowisko dokumentacyjne przyrody nieożywionej „Blachówka” obejmujące wyrobisko dolomitu w kamieniołomie Blachówka.

- Zespół przyrodniczo-krajobrazowy „Żabie Doły” o powierzchni 217,66 ha zlokalizowany jest na pograniczu Bytomia Rozbarku i Chorzowa Maciejkowic. W Granicach Bytomia znajduje się 44,57 ha obszaru „Żabich Dołów”.
- Rezerwat Przyrody „Segiet” o powierzchni ok. 24,5 ha położony jest na pograniczu Bytomia i Tarnowskich Gór, w obrębie Srebrnej Góry.
- Zespół przyrodniczo-krajobrazowy Suchogórski Labirynt Skalny – położony na pograniczu Bytomia i Tarnowskich Gór, teren charakteryzujący się unikatowymi walorami przyrodniczymi i krajobrazowymi tj.: ukształtowanie terenu o zróżnicowanej rzeźbie genezy antropogenicznej, zbiorowisko muraw i lasów grądowych, duże zróżnicowanie gatunkowe flory.
- Zespół przyrodniczo – krajobrazowy Miechowicka Ostoja Leśna – cenny pod względem przyrodniczym las na terenie Bytomia, zajmujący powierzchnię ok. 305,6 ha, zlokalizowany w północno-zachodniej części miasta.

3.7 Lokalne dokumenty strategiczne i planistyczne

Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Gminy Bytom

Aktualnie obowiązujące Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Gminy Bytom przyjęte uchwałą nr LXIV/839/18 Rady Miejskiej w Bytomiu z dnia 28 maja 2018 r.

Dokument ten stanowi element polityki przestrzennej miasta określając kierunki kształtowania ładu przestrzenno-funkcjonalnego miasta.

Szczegółowe ustalenia zawierają miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego. Ich celem jest takie kształtowanie zagospodarowania przestrzennego miasta, aby zapewnione zostały niezbędne warunki do zaspokojenia potrzeb bytowych, ekonomicznych, społecznych i kulturowych społeczeństwa, uwzględniając zachowanie równowagi przyrodniczej i ochrony krajobrazu.

Strategia Rozwoju Miasta Bytom 2020+

Dokument stanowi aktualizację „Strategii Rozwoju Bytomia na lata 2009-2020” i został przyjęty uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXXVI/501/14 z dnia 22 września 2014 r.

Strategia ma za zadanie określenie najbardziej wartościowych potencjałów miasta oraz ich rozszerzanie. Wyznacza długookresowy plan działania, określający strategiczne cele i kierunki rozwoju miasta, które są niezbędne do realizacji przyjętych zamierzeń rozwojowych, przy równoczesnym zachowaniu podstawowych wartości w rozwoju miasta.

W dokumencie zostały przedstawione priorytetowe dziedziny rozwoju miasta oraz najważniejsze problemy społeczne, gospodarcze, infrastrukturalne i ekologiczne. Do podstawowych wartości rozwoju miasta można zaliczyć tworzenie nowych źródeł atrakcyjności miasta, usuwanie barier funkcjonowania i rozwoju miasta oraz kontynuację wartościowych elementów spuścizny historycznej miasta.

Przyjętą w Strategii misją miasta jest osiąganie najwyższego poziomu zaspokajania potrzeb i rozwoju jego mieszkańców, podejmujących współczesne wyzwania konkurencyjnej gospodarki i kultury europejskiej.

Gminny Program Rewitalizacji. Bytom 2020+

Dokument został przyjęty uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXXVIII/487/17 z dnia 27 lutego 2017 roku.

Projekty rewitalizacyjne prowadzone są w Bytomiu od lat w oparciu o kolejno opracowywane programy: Program Rewitalizacji społeczno-ekonomicznej wybranych obszarów miejskich i terenów przemysłowych dla Gminy Bytom na lata 2004-2015 przyjęty w 2004 r., Lokalny Program Rewitalizacji miasta Bytomia na lata 2007-2020 przyjęty w 2007 r. oraz Program Rewitalizacji Bytomia na lata 2007-2020 przyjęty w 2009 r.

Gminny Program Rewitalizacji. Bytom 2020+ stanowi kontynuację dotychczas prowadzonego procesu rewitalizacji miasta Bytomia. Dokument wychodzi naprzeciw wyzwaniom nowej polityki Unii Europejskiej, zasadom krajowej polityki miejskiej oraz rewitalizacji.

Wyznaczone w Programie obszary rewitalizacji miasta Bytom (obszary zdegradowane) obejmują:

- obszar Śródmieście
- obszar Śródmieście Północ
- obszar Śródmieście Zachód
- obszar Rozbark
- obszar Bobrek
- obszar Karb
- obszar Łagiewniki
- obszar Kolonia Zgorzelec
- obszar Stare Miechowice.

Ponadto zidentyfikowano niezamieszkałe podobszary zdegradowane - przemysłowe, dla których opracowano projekty, które mają się przyczynić do przeciwdziałania negatywnym zjawiskom społecznym. Do tych obszarów należą:

- Teren dawnej KWK Rozbark,
- Teren dawnej KWK Szombierki,
- Teren dawnej Huty Zygmunt,
- Teren KWK Centrum,
- Teren inwestycyjny – Bytom Miechowice,
- Teren dawnej huty Bobrek,
- EC Szombierki + Pola Szombierskie,
- Rezerwat przyrody „Żabie Doły”,
- Tereny przemysłowe „Orzeł Biały”.

W dokumencie określono 4 cele strategiczne:

1. Utworzenie konkurencyjnej struktury gospodarczej, opartej na przedsiębiorczości mieszkańców, zapewniającej atrakcyjne miejsca pracy.
2. Pogłębienie spójności społecznej i ograniczenie negatywnych zjawisk społecznych.
3. Utworzenie funkcjonalnych i atrakcyjnych przestrzeni publicznych, integrujących społeczność lokalną, stanowiących wizytówkę miasta.
4. Ożywienie terenów zdegradowanych dostarczając funkcji i udogodnień umożliwiających mieszkańcom rozwój społeczny i ekonomiczny.

Ponadto dla każdego celu strategicznego wyznaczono cele operacyjne, wśród których wyszczególniono szczegółowe kierunki działań.

Aktualizacja Programu Ochrony Środowiska dla miasta Bytomia na lata 2012-2015 z perspektywą lat 2016-2019

W „Aktualizacji POŚ” wyróżniono 3 główne cele, zgodne z zapisami Polityki ekologicznej Państwa:

Działania o charakterze systemowym (kierunki działań systemowych):

- zmniejszenie negatywnego wpływu transportu na środowisko dzięki rozbudowie, modernizacji i integracji systemu transportowego;
- rozwój infrastruktury ochrony środowiska regionalnego systemu gospodarki odpadami i poprawy jakości przestrzeni we współpracy z innymi miastami i powiatami aglomeracji górnośląskiej;
- wykorzystanie dziedzictwa przyrodniczo- kulturowego dla podniesienia atrakcyjności turystyczno- rekreacyjnej miasta;
- wykorzystanie narzędzi planistycznych w kształtowaniu ładu środowiskowego miasta;
- wykorzystanie terenów przemysłowych w równoważeniu rozwoju miasta;
- podtrzymanie u mieszkańców miasta poczucia odpowiedzialności za stan środowiska oraz nawyków kultury ekologicznej;
- utrzymanie krajobrazowej i kulturowej funkcji gospodarki rolnej i ogródków działkowych;
- wzmacnianie systemów zarządzania środowiskowego i struktury zarządzającej realizacją programu ochrony środowiska;

Ochrona zasobów naturalnych:

- ochrona przyrody i krajobrazu oraz kształtowanie zieleni urządzonej;
- ochrona gleb i powierzchni ziemi- wykorzystanie rozwoju miasta dla przywracania powierzchni biologicznie czynnych oraz dla radykalnego ograniczenia arealu gruntów zdewastowanych;
- zapewnienie zaopatrzenia w wodę i energię w zgodzie z wymogami ochrony środowiska;

Poprawa jakości środowiska i bezpieczeństwa ekologicznego:

- poprawa jakości powietrza (do poziomu klasy A) i eliminacja lokalnych źródeł uciążliwości;
- radykalna poprawa jakości wód powierzchniowych i ograniczenie zanieczyszczenia wód podziemnych;
- zmniejszenie uciążliwości akustycznych występujących na obszarze miasta do poziomu społecznie akceptowalnego;
- skuteczna ochrona mieszkańców miasta przed polami elektromagnetycznymi;
- minimalizacja zagrożenia mieszkańców miasta wywołanego awariami przemysłowymi, awariami infrastruktury komunalnej, transportem materiałów niebezpiecznych i ekstremalnymi zjawiskami klimatycznymi;
- działania na rzecz eliminacji środowiskowych zagrożeń zdrowia;
- poprawa stanu gospodarki odpadami na terenie Miasta Bytomia;
- działania na rzecz ochrony klimatu i przystosowania się do zmian klimatycznych.

Plan gospodarki niskoemisyjnej dla Gminy Bytom

PGN zakłada zapewnienie korzyści ekonomicznych, społecznych i środowiskowych, zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju, wynikających z działań zmniejszających emisje, osiąganych m.in. poprzez wzrost innowacyjności i wdrożenie nowych technologii, zmniejszenie energochłonności, utworzenie nowych miejsc pracy, a w konsekwencji sprzyjających wzrostowi konkurencyjności gospodarki.

Plan gospodarki niskoemisyjnej jako lokalny dokument o charakterze strategiczno-operacyjnym określa wizję rozwoju miasta stanowiącą podstawę dla określenia celów wynikających z realizacji unijnej i krajowej polityki niskoemisyjnej.

Z punktu widzenia „Aktualizacji 2020” szczególnie istotne są następujące kierunki działań określone w PGN:

- termomodernizacja gminnych obiektów użyteczności publicznej oraz zabudowy mieszkaniowej,
- racjonalne zwiększenie stopnia wykorzystania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych,
- wymiana źródeł ciepła na niskoemisyjne w budynkach mieszkalnych,
- poprawa efektywności dystrybucji i wytwarzania ciepła poprzez modernizację sieci miejskiego systemu ciepłowniczego oraz źródeł wytwórczych,
- modernizacja oświetlenia na terenie miasta na energooszczędne,
- rozwój transportu niskoemisyjnego,
- promowanie gospodarki niskoemisyjnej,
- zarządzanie zużyciem i zakupem energii w obiektach gminnych.

Równolegle z aktualizacją niniejszych Założeń... opracowywana jest aktualizacja PGN dla Bytomia.

Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego „Śląskie 2020+”

Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego „Śląskie 2020+” została przyjęta uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego Nr IV/38/2/2013 z dnia 1 lipca 2013 r.

W „Strategii Rozwoju...” zostały zawarte trzy podstawowe priorytety:

1. Województwo śląskie regionem nowej gospodarki kreującym i skutecznie absorbującym technologie.
2. Województwo śląskie regionem o powszechnej dostępności do regionalnych usług publicznych o wysokim standardzie.
3. Województwo śląskie znaczącym partnerem kreacji kultury, nauki i przestrzeni europejskiej.

Z punktu widzenia zagadnień stanowiących przedmiot analiz „Aktualizacji 2020” istotny jest priorytet 1: Województwo śląskie regionem nowej gospodarki kreującym i skutecznie absorbującym technologie, cel strategiczny nr 2: Rozwinięta infrastruktura nowej gospodarki.

Kierunki działań w ramach tego celu strategicznego to:

- ➔ Poprawa warunków inwestycyjnych w regionie
- ➔ Finansowe i organizacyjne wsparcie biznesu
- ➔ Rozwój informatyki i telekomunikacji
- ➔ Rozbudowa i unowocześnienie systemów energetycznych i przesyłowych.

Do głównych typów działań w zakresie rozbudowy i unowocześnienia systemów energetycznych i przesyłowych zaliczyć należy m.in.:

- prowadzenie prac nad rozwojem alternatywnych, odnawialnych i ekologicznych źródeł energii gwarantujących bezpieczeństwo energetyczne;
- wsparcie rozwoju i wdrożeń technologii energetycznych;
- ułatwienie implementacji nowatorskich rozwiązań z dziedziny energetyki;
- zintensyfikowanie badań w dziedzinie energetyki w ośrodkach naukowych i badawczych;
- budowę, rozbudowę i modernizację infrastruktury służącej do wykorzystania energii odnawialnej;
- rozbudowę i modernizację infrastruktury sieci przesyłowej;
- wsparcie produkcji energii elektrycznej i ciepłej w ramach elektrowni wodnych i energetyki geotermalnej oraz elektrowni wiatrowych;
- wspieranie rozwoju energetyki rozproszonej na terenach wiejskich;
- wspieranie badań rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Program ochrony powietrza dla województwa śląskiego

Program ochrony powietrza dla województwa śląskiego został przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego Nr VI/21/12/2020 z dnia 22 czerwca 2020.

Dokument został opracowany w związku z przekroczeniem standardów jakości powietrza oraz docelowego poziomu benzo(a)pirenu, które odnotowano w 2018 roku. Zaplanowane w POP działania ukierunkowane są głównie na redukcję emisji z sektora komunalno-bytowego (tj.: pochodzącej z indywidualnych systemów grzewczych). Określono również działania wspomagające, związane głównie z prowadzeniem akcji promocyjnych i edukacyjnych.

Najważniejsze propozycje kierunków działań naprawczych wskazane w POP dla strefy aglomeracja górnośląska:

- ➔ zastąpienie niskosprawnych urządzeń grzewczych podłączeniem do sieci ciepłowniczej, gdy istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia;
- ➔ prowadzenie działań zmierzających do wymiany niskosprawnych kotłów na paliwa stałe w miarę możliwości technicznych i ekonomicznych na:
 - OZE (głównie pompy ciepła)
 - urządzenia zasilane gazem,
 - urządzenia zasilane olejem opałowym,
 - ogrzewanie elektryczne,
 - nowe kotły węglowe spełniające wymagania ekoprojektu;
- ➔ stosowanie w projektowanych nowych budynkach w miarę możliwości technicznych i ekonomicznych hierarchii źródeł ogrzewania – w pierwszej kolejności podłączenie do sieci ciepłowniczej, następnie pozostałe sposoby ogrzewania zgodnie z kolejnością w punkcie powyżej;

- ➔ podniesienie efektywności energetycznej budynków użyteczności publicznej;
- ➔ prowadzenie edukacji ekologicznej (ulotki, imprezy, akcje szkolne, audycje, konferencje, działania informacyjne i szkoleniowe) związanej z ochroną powietrza;
- ➔ prowadzenie kontroli przestrzegania przepisów ograniczających używanie paliw lub urządzeń do celów grzewczych oraz zakazu spalania odpadów.

Uchwała tzw. antysmogowa

W dniu 7 kwietnia 2017 roku Sejmik Województwa Śląskiego przyjął uchwałę nr V/36/1/2017 w sprawie wprowadzenia na obszarze województwa śląskiego ograniczeń w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw, potocznie zwaną uchwałą antysmogową. Uchwała weszła w życie w dniu 1 września 2017 roku, wprowadzając nowe przepisy w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw stałych (kotłów, pieców i kominków). Uchwała antysmogowa zakazuje spalania węgla brunatnego oraz paliw stałych produkowanych z jego wykorzystaniem, mułów węglowych i flotokoncentratów oraz ich mieszanek, biomasy stałej, której wilgotność przekracza 20%. Ponadto, uchwała zobowiązuje mieszkańców, w przypadku montażu urządzeń na paliwo stałe w nowych budynkach, do instalacji jedynie kotłów spełniających klasę 5 według normy PN-EN 303-5:2012 lub wymogi ekoprojektu.

Uchwała antysmogowa wprowadza daty graniczne wymiany starych kotłów węglowych, których eksploatacja rozpoczęła się przed 1 września 2017 r. w zależności od wieku urządzenia:

- powyżej 10 lat do 31.12.2021 r.,
- od 5 do 10 lat do 31.12.2023 r.,
- poniżej 5 do 31.12.2025 r.,
- spełniający wymagania dla klasy 3 lub 4 według normy PN_EN 303-5:2012 do 31.12.2027 r.

4. Zaopatrzenie miasta Bytom w ciepło

W Bytomiu potrzeby cieplne pokrywane są ze źródeł energetyki zawodowej, przemysłowej i komunalnej, zasilających odbiorców za pośrednictwem niezależnych systemów sieci ciepłowniczych lub bezpośrednio, oraz z kotłowni i pieców węglowych i z innych kotłowni indywidualnych opalanych gazem, olejem czy też innym paliwem.

Przedsiębiorstwa energetyczne biorące udział w procesie zaopatrzenia terenu miasta w energię ciepłą scharakteryzowano w poniższym rozdziale.

4.1 Charakterystyka przedsiębiorstw ciepłowniczych

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bytomiu

PEC Sp. z o.o. z siedzibą w Bytomiu powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego PEC w Bytomiu w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością. Przekształcenie nastąpiło w dniu 20.12.2000 r. w oparciu o ustawę o gospodarce komunalnej z dnia 20 grudnia 1996 r. (Dz.U. z 1997 r. Nr 9, poz. 43 z późn.zm.). Właścicielami Spółki są gminy Bytom oraz Radzionków. Spółka zajmuje się głównie przesyłaniem, dystrybucją i obrotem ciepła oraz jego wytwarzaniem, na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki:

- ➔ na wytwarzanie ciepła – wydana decyzją nr WCC/379/201/U/OT-2/98/JS, z późniejszymi zmianami (ostatnia zmiana: decyzja nr OKA.4110.21.2019.ES1 z dn. 03.10.2019 r.), obowiązująca do dnia 31 grudnia 2030 r.;
- ➔ na przesyłanie i dystrybucję ciepła – wydana decyzją nr PCC/397/201/U/OT-2/98/JS z późniejszymi zmianami (ostatnia zmiana: decyzja nr OKA.4110.38.2017.2018.PS z dn. 05.01.2018 r.), obowiązująca do dnia 31 grudnia 2030 r.;
- ➔ na obrót ciepłem – wydana decyzją nr OCC/116/201/U/OT-2/98/JS z późniejszymi zmianami (ostatnia zmiana: decyzja nr OKA.4110.39.2017.2018.PS z dn. 05.01.2018 r.), obowiązująca do dnia 31 grudnia 2030 r.

Sieci ciepłownicze eksploatowane przez PEC sp. z o.o. w Bytomiu zasilane są z następujących źródeł:

- ➔ sieć nr 1 „system bytomski” – z połączonych od marca 2019 roku źródeł Fortum Silesia S.A.: EC Nowe Zabrze jako źródło podstawowe oraz źródła rezerwowe: EC Miechowice (kotły szczytowe: 1xWR-25 i 5xk.olejowy) i EC Zabrze (źródło szczytowe: 1xWR-40);
- ➔ sieć nr 2 „system radzionkowski” – ze źródła własnego „Ciepłownia Radzionków” zlokalizowanego w Radzionkowie przy ul. Szybowej 17. Sieć bierze także udział w zaopatrzeniu w ciepło odbiorców z terenu gminy Radzionków.

Fortum Silesia S.A.

Dnia 3 stycznia 2011 r. koncern energetyczny Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. nabył pakiety większościowe w formie akcji zwykłych imiennych Zespołu Elektrociepłowni Bytom S.A., stanowiących 85% kapitału zakładowego ww. spółki. Następstwem tych dzia-

łań było utworzenie spółki pod nazwą Fortum Bytom S.A. z siedzibą w Bytomiu przy ul. Elektrownia 18.

W dniu 31 grudnia 2015 r. nastąpiło połączenie spółek Fortum Bytom S.A. i Fortum Zabrze S.A. w wyniku czego powstała nowa spółka pod nazwą Fortum Silesia S.A. Siedziba przedsiębiorstwa zlokalizowana jest na terenie Zabrze przy ul. Wolności 416.

Fortum Silesia S.A. posiada wydane decyzjami Prezesa URE koncesje na:

- wytwarzanie ciepła – Nr WCC/2842/1257/W/OKA/2018/CW (ze zmianami – ostatnia zmiana z dn. 18.12.2019 r.), obowiązującą na okres od dnia 01.11.2018 r. do dnia 31.12.2030 r.,
- przesyłanie i dystrybucję ciepła – Nr PCC/1278/1257/W/OKA/2019/PS z dn. 29.03.2019 r., obowiązującą do dnia 31.12.2030 r.,
- wytwarzanie energii elektrycznej - Nr WEE/16782/1257/W/OKA/2018/CW, obowiązującą na okres od dnia 01.11.2018 r. do dnia 31.12.2030 r.,
- obrót energią elektryczną - Nr OEE/11288/1257/W/DRE/2019/MDę, obowiązującą na okres od dnia 10.03.2019 r. do dnia 31.12.2030 r.

Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ENCo” Sp z o.o.

PPUH „ENCo” Sp. z o.o. w Bytomiu jest spółką prywatną, powstałą w 1996 r. wskutek restrukturyzacji kopalni Powstańców Śląskich. Siedziba firmy zlokalizowana jest w Bytomiu przy ul. Strzelców Bytomskich 165.

Spółka „ENCo” jako wytwórca ciepła w kotłowni zlokalizowanej przy ul. Strzelców Bytomskich 127 zabezpiecza dostawę ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania i wytwarzania ciepłej wody użytkowej odbiorcom z terenu Bytomia w jednostce bilansowej C oraz prowadzi stałą obsługę sieci przesyłowych c.o. i c.w.u.

„ENCo” Sp. z o.o. posiada następujące koncesje wydane decyzjami Prezesa URE:

- koncesja Nr WCC/358/330/U/OT-2/98/RZ (ze zmianami – ostatnia 16.07.2019 r.) na wytwarzanie ciepła;
- koncesja Nr PCC/368/330/U/OT-2/98/RZ (ze zmianami – ostatnia 31.01.2008 r.) na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

Obie ww. koncesje obowiązują do dnia 31.12.2025 r.

U&R CALOR Sp. z o.o.

Siedziba U&R CALOR sp. z o.o. zlokalizowana jest w Wojkowicach przy ul. G. Morcin-ka 38. Na terenie Bytomia spółka wytwarza ciepło w źródle będącym własnością spółki, zlokalizowanym przy ul. Siemianowickiej 98 oraz dostarcza je własnymi sieciami do odbiorców zlokalizowanych na terenie jednostki bilansowej H. Niniejsze źródło (znane wcześniej jako kotłownia „Orzeł Biały”) stanowiło poprzednio wraz z sieciami dystrybucyjnymi własność Fortum Częstochowa S.A., który z kolei przejął je od firmy Lindman Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

U&R CALOR sp. z o.o. . posiada następujące koncesje wydane decyzjami Prezesa URE:

- koncesja Nr WCC/1223/19231/W/OKA/2011/CW (ze zmianami) na wytwarzanie ciepła;

- koncesja Nr PCC/1189/19231/W/OKA/2011/CW (ze zmianami) na przesyłanie i dystrybucję ciepła.

Obie ww. koncesje obowiązują do dnia 08.11.2021 r.

Rejonowa Spółka Ciepłownicza Sp. z o.o.

Do dnia 30.06.2020 r. RSC Sp. z o.o. prowadziła koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem na południowo-zachodnim obszarze Bytomia. Źródłem zasilania systemu ciepłowniczego RSC Sp. z o.o. były sieci PEC Bytom. Od dnia 01.07.2020 r. PEC Bytom przejął 100% majątku ciepłowniczego Spółki RSC, przejmując jednocześnie jej działalność na terenie Bytomia.

4.2 Charakterystyka systemowych źródeł ciepła

Sposób zasilania systemu ciepłowniczego miasta Bytomia poddany został procesowi istotnej reorganizacji, związanej z inwestycjami prowadzonymi przez Fortum Silesia S.A. na źródłach wytwórczych zasilających ten system.

Istotne różnice (w stosunku do stanu z APZ Bytom 2014) w funkcjonowaniu systemu ciepłowniczego Bytomia wynikają z następujących nowych okoliczności i towarzyszących im zmian:

- uruchomienie na przełomie lat 2018/2019 nowej instalacji energetycznego spalania paliw w Zabrzu: EC Nowe Zabrze, a następnie przejęcie w 2019 roku przez tą instalację funkcji źródła podstawowego dla zasilania systemów Zabrza i Bytomia,
- połączenie systemów ciepłownicznych Zabrza i Bytomia magistralą ciepłowniczą o długości ok. 10 km,
- zabudowa nowych kotłów wodnych w EC Zabrze (WR-40) i w EC Miechowice (WR-25) jako źródeł szczytowych,
- odstawienie do rezerwy dotychczasowych jednostek wytwórczych pracujących w EC Miechowice i zainstalowanie nowych tymczasowych, mobilnych kotłów olejowych,
- całkowite wyłączenie z eksploatacji EC Szombierki (zmiana przeznaczenia obiektu).

Charakterystykę pracy źródeł systemowych zasilających w nowym układzie msc Bytom przedstawiono w rozdziałach poniżej.

4.2.1 ELEKTROCIEPŁOWNIA ZABRZE – Fortum Silesia S.A.

Charakterystyka urządzeń wytwórczych:

Tabela 4-1 Zestawienie urządzeń wytwórczych w „Starej” EC Zabrze i EC Nowe Zabrze.

| Wyszczególnienie | „stara” EC Zabrze | EC Nowe Zabrze |
|-----------------------------|---|--|
| Rok uruchomienia instalacji | 1952 | 2018 |
| Układ funkcjonalny | Elektrociepłownia z dwoma kotłami energetycznymi (w rezerwie) współpracującymi z turbiną (w rezerwie), wyposażona w szczytowe kotły wodne | Blok parowo-ciepłowniczy z kotłem fluidalnym |
| Liczba kotłów parowych | 2 (w rezerwie od marca 2019 r.) | 1 |

| Wyszczególnienie | „stara” EC Zabrze | | EC Nowe Zabrze |
|------------------------------------|------------------------------------|-------|-------------------------------|
| Rodzaj paliwa | węgiel kamienny | | węgiel kamienny, RDF, biomasa |
| Wydajność nominalna kotła parowego | 120 t/h | | 270 t/h |
| Moc osiągalna kotła parowego | 2 x 87,1 MW | | 203 MW |
| Liczba turbozespołów | 1 (w rezerwie od marca 2019 r.) | | 1 |
| Rok rozpoczęcia eksploatacji | 1998 (w rezerwie) | | 2018 |
| Moc osiągalna turbozespołów | 32,9 MW (w rezerwie) | | 76,5 MW |
| Liczba kotłów wodnych | 2 | | - |
| Rok rozpoczęcia eksploatacji | 2003 | 2016 | - |
| Moc osiągalna kotłów wodnych | 20 MW | 40 MW | - |
| Liczba emitorów spalin | 4 | | 1 |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Tabela 4-2 Charakterystyka kotłów parowych w „starej” EC Zabrze

| Nr kotła | Rok uruchom. | Typ kotła | Param. pary | | Wydajność [t/h] | | Moc kotła [MW] | | Praca z turbiną | Producent |
|----------|--------------|-----------|-------------|-----|-----------------|--------|----------------|--------|-----------------|-----------|
| | | | °C | MPa | znam. | osiąg. | znam. | osiąg. | | |
| K63*) | 1952 | OP | 500 | 6,0 | 120 | 120 | 87,11 | 87,11 | TG 7 | Skoda |
| K64*) | 1952 | OP | 500 | 6,0 | 120 | 120 | 87,11 | 87,11 | TG 7 | Skoda |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

*) kocioł w rezerwie od marca 2019 r.

Tabela 4-3 Charakterystyka kotła fluidalnego w EC Nowe Zabrze

| Nr kotła | Rok uruchom. | Typ kotła | Param. pary | | Wydajność [t/h] | | Moc kotła [MW] | | Praca z turbiną | Producent |
|----------|--------------|-----------|-------------|-----|-----------------|--------|----------------|--------|-----------------|-----------|
| | | | °C | MPa | znam. | osiąg. | znam. | osiąg. | | |
| K1 | 2018 | CFB | 536 | 9,2 | 270 | 270 | 203 | 203 | TG 1 | Skoda |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Tabela 4-4 Charakterystyka kotłów ciepłowniczych szczytowych w EC Zabrze

| Rodzaj kotła | Rok rozp. eksploat. | Rodzaj paliwa | | Moc kotła [MW] | | Parametry wody [°C] | |
|--------------|---------------------|---------------|--|----------------|--------|---------------------|-------|
| | | podstawowe | rozpałkowe | znam. | osiąg. | wlot | wylot |
| KP-20 | 2003 | gaz ziemny | olej opałowy lekki Ekoterm (paliwo awaryjne) | 20 | 20 | 70 | 160 |
| WR-40 | 2016 | węgiel | olej opałowy lekki Ekoterm | 40 | 40 | | |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Tabela 4-5 Charakterystyka turbozespołu w „starej” EC Zabrze

| Nr turbozespołu | Typ turbiny | Rok rozp. eksploat. | Moc turbozespołu | Parametry pary | | Układ pracy z kotłem |
|-----------------|-------------|---------------------|------------------|----------------|-----|----------------------|
| | | | [MW] | °C | MPa | |
| TG 7*) | C | 1998 | 32,9 | 490 | 5,7 | K63 i K64 |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

*) turbina w rezerwie od marca 2019 r.

Tabela 4-6 Charakterystyka turbozespołu w EC Nowe Zabrze

| Nr turbozespołu | Typ turbiny | Rok rozp. eksploat. | Moc turbozespołu | Parametry pary | | Układ pracy z kotłem |
|-----------------|-------------|---------------------|------------------|----------------|-----|----------------------|
| | | | [MW] | °C | MPa | |
| TG 1 | C | 2018 | 76,5 | 536 | 9,2 | K1 |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Tabela 4-7 Charakterystyka urządzeń służących do redukcji emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza z kotłów zainstalowanych w EC Zabrze

| Kocioł (nr, typ) | Typ/ rodzaj urządzenia | Rodzaj usuwanego zanieczyszczenia | Skuteczność |
|----------------------------|---|-----------------------------------|-------------|
| K63 OP-130 (rezerwa) | Elektrofiltr jednosekcyjny, czterokomorowy | pył | 99,7% |
| | Instalacja odazotowania spalin – SNCR (dozowanie mocznika do komory paleniskowej) | NO _x | 40% |
| | Instalacja odsiarczania spalin – metoda półsucha (dozowanie roztworu mączki wapiennej do komory paleniskowej) | SO ₂ | 30% |
| K64 OP-130 (rezerwa) | Elektrofiltr jednosekcyjny, czterokomorowy | pył | 99,65% |
| | Instalacja odazotowania spalin – SNCR (dozowanie mocznika do komory paleniskowej) | NO _x | 40% |
| | Instalacja odsiarczania spalin – metoda półsucha (dozowanie roztworu mączki wapiennej do komory paleniskowej) | SO ₂ | 30% |
| WR-40 | Filtr tkaninowy workowy | pył | 99,9% |
| | Instalacja odsiarczania spalin – metoda sucha (dozowanie sorbentu mączki wapna hydratyzowanego) | SO ₂ | b.d. |
| KP-20 | Brak urządzeń ochrony powietrza | - | - |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

b.d. – brak danych

Tabela 4-8 Charakterystyka urządzeń służących do redukcji emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza z kotła fluidalnego w EC Nowe Zabrze

| Metoda redukcji zanieczyszczeń | Rodzaj usuwanego zanieczyszczenia |
|--|---|
| Filtr tkaninowy z okresowym strzepywaniem pyłu zatrzymanego na workach o skuteczności filtracji 99,9%. | pył |
| Selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR) – regulacja ilości powietrza doprowadzanego do kotła oraz wtrysk do komory i separatorów kotła wody amoniakalnej. | NO _x |
| I° - odsiarczanie metodą suchą z zastosowaniem mączki kamienia wapiennego, II° - odsiarczanie w reaktorze adsorpcyjnym przy wykorzystaniu Ca(OH) ₂ | SO ₂ |
| Reaktor adsorpcyjny, w którym czynnikiem adsorbującym jest Ca(OH) ₂ oraz węgiel aktywny. | zanieczyszczenia gazowe: HCl, HF, LZO, SO ₂ oraz metale ciężkie, dioksyny i furany |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Nowa instalacja energetycznego spalania paliw w kotle fluidalnym funkcjonuje na podstawie pozwolenia zintegrowanego udzielonego w postępowaniu kompensacyjnym Spółce Fortum Silesia S.A. decyzją nr 2756/OS/2017 Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 16.08.2017 r. Przeprowadzone postępowanie kompensacyjne dotyczyło zbycia praw do części rocznej emisji pyłu z instalacji Elektrociepłowni I i Elektrociepłowni II (w EC Zabrze) na rzecz nowej instalacji kotła fluidalnego (w EC Nowe Zabrze). Wielkość tej redukcji odpowiada wielkości emisji pyłu z instalacji kotła fluidalnego powiększonej o 30% zgodnie z art. 225 ust.5 ustawy Prawo ochrony środowiska. W wyniku tego postępowania zmienio-

ne zostało również pozwolenie zintegrowane dla EC Zabrze (Elektrociepłownia I i Elektrociepłownia II) wydane przez Marszałka Województwa Śląskiego decyzją nr 1091/OS/2014 z dn. 4.06.2014 r., a następnie zmienione decyzjami: nr 2649/OS/2014 z dn. 4.12.2014 r. i nr 444/OŚ/2016 z dn. 14.03.2016 r. oraz decyzją nr 2408/OS/2017 z dn. 14.07.2017 r. Wprowadzona przez ostatnią z ww. decyzji zmiana dotyczyła zmniejszenia wielkości emisji pyłu z istniejących w EC Zabrze instalacji poprzez wprowadzenie następujących modyfikacji i zmian:

- całkowitego wyłączenia z eksploatacji kotła WP-120,
- skrócenia czasu pracy kotłów:
 - ✓ kotła gazowego KP-20 z 4 380 h/rok do 760 h/rok,
 - ✓ dwóch kotłów parowych OP-130 z łącznego czasu 10 400 h/rok do 3 180 h/rok.

Pracujący w podstawie nowy blok kogeneracyjny z kotłem fluidalnym w EC Nowe Zabrze pozwala aktualnie na zabezpieczenie dostaw ciepła do połączonych systemów Bytomia i Zabrze. Natomiast będące w rezerwie kotły OP-130 („stare” EC Zabrze) objęte są derogacją ciepłowniczą do dnia 31.12.2022 r. i po tej dacie będą musiały zostać wyłączone z eksploatacji, jeśli nadal nie będą w stanie dotrzymać nowych standardów emisyjnych (szczególnie wynikających z konkluzji BAT dla LCP).

4.2.2 ELEKTROCIEPŁOWNIA MIECHOWICE – Fortum Silesia S.A.

Charakterystyka urządzeń wytwórczych:

| | |
|--------------------------------------|---|
| Lokalizacja: | w zachodniej części Bytomia w dzielnicy Miechowice |
| Adres: | 41 -908 Bytom, ul. Elektrownia 18 |
| Rok uruchomienia instalacji: | 1954 |
| Układ funkcjonalny | elektrociepłownia w rezerwie, wyposażona w szczytowe kotły ciepłownicze |
| Liczba kotłów parowych: | 2 (w rezerwie od marca 2019 r.) |
| Wydajność nominalna kotła parowego: | 130 t/h |
| Moc osiągalna kotłów parowych: | 173,5 MW |
| Liczba turbozespołów: | 1 (w rezerwie od marca 2019 r.) |
| Moc osiągalna turbozespołu: | 50 MW |
| Liczba kotłów ciepłowniczych: | 6 (źródła szczytowe) |
| w tym: | |
| liczba kotłów węglowych: | 1 |
| liczba kotłów olejowych: | 5 (kotły mobilne) |
| Moc osiągalna kotłów ciepłowniczych: | 77,6 MW |
| Liczba emitorów spalin: | 7 |

Tabela 4-9 Charakterystyka kotłów parowych w rezerwie w EC Miechowie

| Nr kotła | Rok uruchom. | Typ kotła | Param. pary | | Wydajność [t/h] | | Moc kotła [MW] | | Praca z turbiną | Producent |
|----------|--------------|-----------|-------------|-----|-----------------|--------|----------------|--------|-----------------|-----------|
| | | | °C | MPa | znam. | osiąg. | znam. | osiąg. | | |
| K3 | 1952 | OP | 500 | 7,3 | 130 | 130 | 92 | 92 | TG 1 | Brnenska |
| K4 | 1952 | OP | 500 | 7,3 | 130 | 130 | 81,5 | 81,5 | TG 1 | Brnenska |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Tabela 4-10 Charakterystyka kotłów ciepłowniczych szczytowych w EC Miechowie

| Rodzaj kotła | Rok rozp. eksploat. | Rodzaj paliwa | | Moc kotła [MW] | | Parametry wody [°C] | |
|---------------------------------|---------------------|---------------|--------------------|----------------|--------|---------------------|-------|
| | | podstawowe | rozpałkowe | znamionowa | osiąg. | włot | wylot |
| WR-25 | 2016 | węgiel | olej opałowy lekki | 25 | 25 | 70 | 150 |
| UL-S 16000 kotły mobilne 5 szt. | 2019 | olej opałowy | - | 10,515 | 10,515 | 70 | 120 |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Tabela 4-11 Turbina parowa w rezerwie w EC Miechowie

| Nr turb. | Rok uruchom. | Typ turbiny | Param. pary | | Wydajność (MW) | | Praca z kotłem | Producent | |
|----------|--------------|-------------|-------------|-----|----------------|--------|----------------|-----------|------------|
| | | | °C | MPa | znam. | osiąg. | | turbiny | generatora |
| TG 1 | 1986 | UC | 500 | 6,9 | 55 | 50 | K: 1 -8 | ZAMECH | ŠKODA |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Tymczasowa mobilna instalacja do spalania paliw składa się z pięciu przenośnych kontenerów, w których znajdują się kotły i zbiorniki na olej opałowy. Instalacja pracować będzie (zgodnie z ustaleniami pozwolenia zintegrowanego) w dwóch sezonach grzewczych 2019/2020 i 2020/2021. Kotły olejowe pełnią rolę źródeł szczytowych w przypadku postoju lub awarii kotłów OP-130. Praca każdego z kotłów mobilnych nie może przekroczyć 440 h/rok w okresie grzewczym. Kotły OP-130 i nowe tymczasowe kotły mobilne nie będą pracowały w tym samym czasie.

Praca kotła wodnego WR-25 odbywać się będzie głównie w okresie letnim oraz – jako źródła szczytowego – w okresie grzewczym.

Kotły energetyczne OP-130 objęte są derogacją ciepłowniczą, która zgodnie z art. 147b ustawy Prawo ochrony środowiska, obowiązuje do 31 grudnia 2022 r. Po tej dacie kotły zostaną trwale wyłączone z eksploatacji.

Zastosowane w EC Miechowie urządzenia ochrony powietrza:

- redukcja pyłu:
 - ✓ kocioł K3 współpracuje z filtrem workowym i elektrofiltrem (praca równoległa odpylaczy),
 - ✓ kocioł K4 współpracuje z filtrem workowym,
 - ✓ kocioł WR-25 wyposażony jest w połączony układ do redukcji pyłu i SO₂. Odpylanie prowadzone jest w odpylaczu wstępnym odśrodkowym oraz (po przejściu spalin przez reaktor odsiarczania) w filtrze tkaninowym, który stanowi ostatni element całego układu,
 - ✓ mobilne kotły olejowe nie wymagają zastosowania urządzeń odpylających;

- redukcja SO₂:
 - ✓ kotły K3 i K4 wyposażone zostały w instalacje odsiarczania spalin metodą suchą (wapienną) o skuteczności odsiarczania do 30%;
 - ✓ kocioł WR-25 wyposażony jest w reaktor odsiarczania spalin, w ramach którego dozowany jest sorbent w postaci wodorotlenku wapnia,
- redukcja NO_x:
 - ✓ kotły K3 i K4 – zastosowanie metody zimnego wiru niskotemperaturowego,
 - ✓ kocioł WR-25 – zastosowanie metody pierwotnej polegającej na optymalizacji pracy paleniska i odpowiednim rozdziale podawanego powietrza i paliwa,
 - ✓ mobilne kotły olejowe wyposażone są w palniki niskoemisyjne.

FORTUM Silesia S.A. nie posiada Planu Rozwoju w zakresie dotyczącym zaopatrzenia Bytomia w energię ciepłą (wg pisma nr BYT/BY_M/W/2020 001098 z dn. 29.01.2020 r.). Jednocześnie w ww. piśmie FORTUM informuje, iż zastosowany aktualnie rozkład źródeł ciepła w połączonych systemach: bytomskim i zabrzańskim daje pewność utrzymania statusu systemu ciepłowniczego efektywnego energetycznie. Natomiast poziom bezpieczeństwa dostawy ciepła dla połączonych systemów – ze względu na fakt, iż podstawowe urządzenia wytwórcze są instalacjami nowymi – oceniany jest przez Operatora jako wysoki.

EC Miechowice od I-go kwartału 2019 r. pracuje jako źródło rezerwowe (2xOP-130) oraz szczytowe (1xWR-25 i 5xUL-S 16000) dla połączonych systemów bytomskiego i zabrzańskiego. Jednakże kotły OP-130 są już w znacznej mierze wyeksploatowane i będą musiały zostać trwale wyłączone po 31.12.2022 r. (zakończenie derogacji), a dla kotłów olejowych okres dzierżawy kończy się wraz z sezonem 2020/2021. Z tego względu oraz w celu dalszego zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła do Bytomia (szczególnie w szczycie zimowym), istnieje konieczność podjęcia decyzji o ich potencjalnej odbudowie i/lub zastąpieniu przez nowe źródła szczytowo-rezerwowe.

Aktualnie (zgodnie z informacjami przekazanymi przez FORTUM Silesia S.A. w ww. piśmie) rozważana jest budowa w EC Miechowice olejowych kotłów szczytowo-rezerwowych lub wykupienie kotłów olejowych dotychczas dzierżawionych.

4.2.3 ELEKTROCIĘPŁOWNIA SZOMBIERKI – obiekt historyczny

EC Szombierki została całkowicie wygaszona pod koniec 2011 r. Obiekt wpisany został do rejestru zabytków województwa śląskiego. W 2016 r. EC Szombierki została sprzedana firmie Rezonator, która zajmuje się promocją EC jako historycznego obiektu przemysłowego.

4.2.4 CIĘPŁOWNIA RADZIONKÓW – PEC sp. z o.o. w Bytomiu

Ciepłownia Radzionków jest podstawowym źródłem zasilania tzw. „radzionkowskiego” systemu ciepłowniczego. Zarówno źródło, jak i sieci ciepłownicze tego systemu, należą do Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., którego współwłaścicielem są gminy: Bytom i Radzionków. Z C Radzionków wyprowadzony jest system, który obsługuje północno-wschodni rejon Bytomia (os. gen. Ziętka, os. Stroszek) oraz odbiory w gminie Radzionków.

Charakterystyka urządzeń wytwórczych w Ciepłowni Radzionków:

| | |
|-------------------------------|----------------------------------|
| Lokalizacja: | w południowej części Radzionkowa |
| Adres: | Radzionków, ul. Szybowa 17 |
| Rok uruchomienia instalacji: | 1989 |
| Układ funkcjonalny: | ciepłownia z kotłami wodnymi |
| Liczba kotłów wodnych: | 3 |
| Moc osiągalna kotłów wodnych: | 57,96 MWt |
| Liczba emitorów spalin: | 1 |

Tabela 4-12 Kotły wodne w Ciepłowni Radzionków

| Nr Kotła | Rok uruchom. | Typ kotła | Parametry | | Wydajność (MW) | | Sprawność | Producent |
|----------|--------------|-----------|-----------|-----|----------------|--------|-----------|-----------------------------------|
| | | | °C | MPa | znam. | osiąg. | | |
| 1 | 2014 | WR-29N | 150 | 1,6 | 29 | 33,67 | >86% | PRiMUE „Energoserwis” S.A. Lublin |
| 2 | 2011 | WR-12N | 150 | 1,4 | 12 | 14,54 | >85% | PRiMUE „Energoserwis” S.A. Lublin |
| 3 | 2011 | WR-8N | 150 | 1,4 | 8 | 9,75 | >85% | PRiMUE „Energoserwis” S.A. Lublin |

Źródło: PEC Bytom Sp. z o.o.

Każdy z ww. kotłów wyposażony jest w następujące układy odpylania spalin:

➔ Kocioł K1 (WR-29N):

- Multicyklon MOS – 2 szt., skuteczność odpylania 55÷65%,
- Filtr tkaninowy PLS – skuteczność odpylania >99%,

➔ Kocioł K2 (WR-12N):

- Multicyklon MCP – 1 szt., skuteczność odpylania 55÷65%,
- Filtr tkaninowy FTP – skuteczność odpylania >99%,

➔ Kocioł K3 (WR-8N):

- Multicyklon MCP – 1 szt., skuteczność odpylania 55÷65%,
- Filtr tkaninowy FTP – skuteczność odpylania >99%.

Stopień i zakres oddziaływania C Radzionków na środowisko (w tym – dopuszczalna wielkość emisji zanieczyszczeń z poszczególnych kotłów zainstalowanych w Ciepłowni) określone zostały w pozwoleniu zintegrowanym wydanym przez Starostę Tarnogórskiego decyzją nr OŚR.6222.6.2017 z dnia 17.07.2017 r.

W tabelach i na wykresach poniżej przedstawiono dane dotyczące zapotrzebowania mocy oraz produkcji i sprzedaży ciepła z Ciepłowni Radzionków, w latach 2012÷2019 oraz zaobserwowane trendy dla przedstawionych wielkości.

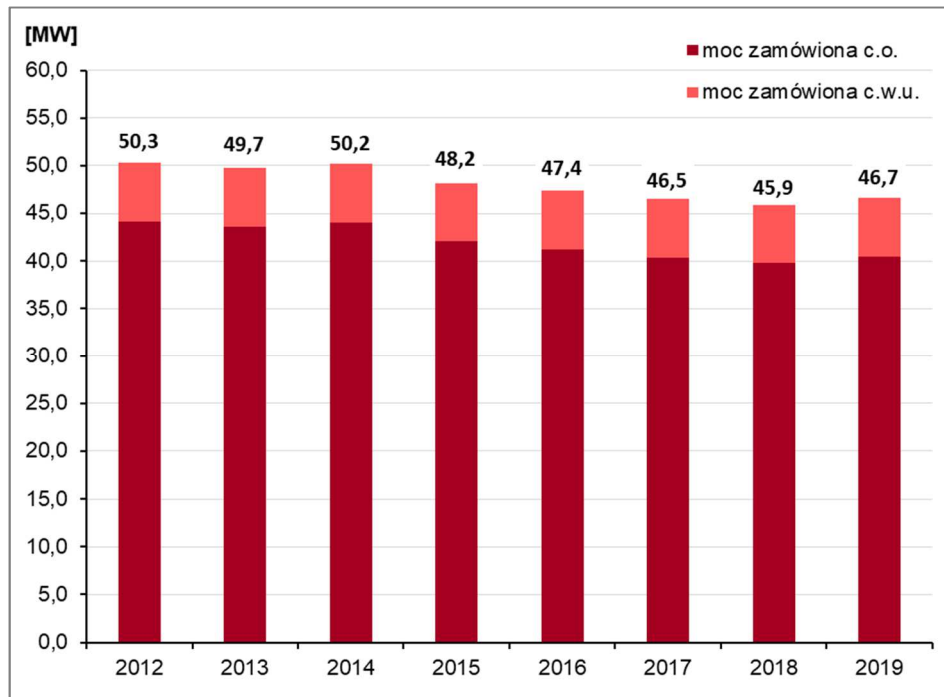
Tabela 4-13 Zapotrzebowanie i rezerwa mocy w Ciepłowni Radzionków

| Wyszczególnienie | jedn. | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|-------------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Zapotrzebowanie mocy w źródle | MW | 50,3 | 49,7 | 50,2 | 48,2 | 47,4 | 46,5 | 45,9 | 46,7 |
| w tym: c.o. | MW | 44,2 | 43,6 | 44,0 | 42,1 | 41,2 | 40,4 | 39,9 | 40,5 |
| cwu | MW | 6,1 | 6,1 | 6,2 | 6,1 | 6,2 | 6,1 | 6,0 | 6,2 |

| Wyszczególnienie | jedn. | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|----------------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Istniejąca rezerwa mocy w źródle | MW | 3,3 | 3,9 | 7,7 | 9,8 | 10,6 | 11,5 | 12,1 | 11,3 |

Źródło: PEC Bytom Sp. z o.o.

Wykres 4-1 Zapotrzebowanie mocy w Ciepłowni Radzionków



Spadek mocy zapotrzebowanej w źródle stanowi w głównej mierze wynik działań termomodernizacyjnych podejmowanych w obiektach i budynkach podłączonych do systemu radzionkowskiego. Czynnikiem stymulującym obserwowany trend jest również intensyfikacja działań w zakresie racjonalnego i efektywnego wykorzystania energii ciepłej przez odbiorcę końcowego.

W Ciepłowni Radzionków od roku 2014 obserwowany jest istotny wzrost mocy będącej w rezerwie, która stanowi wartość wynikową mocy osiągalnej i zamówionej w Ciepłowni w danym roku. Zdecydowany wpływ na ten wzrost miała inwestycja przeprowadzona przez PEC Bytom w 2014 roku, która polegała na likwidacji w Ciepłowni Radzionków kotła WR-25 i budowie na jego miejsce kotła WR-29. W wyniku powyższego moc osiągalna tego źródła wzrosła o ponad 4 MW, a rezerwa mocy zwiększyła się w 2019 r. o 8 MW (w stosunku do stanu sprzed ww. inwestycji) i wyniosła ponad 11 MW.

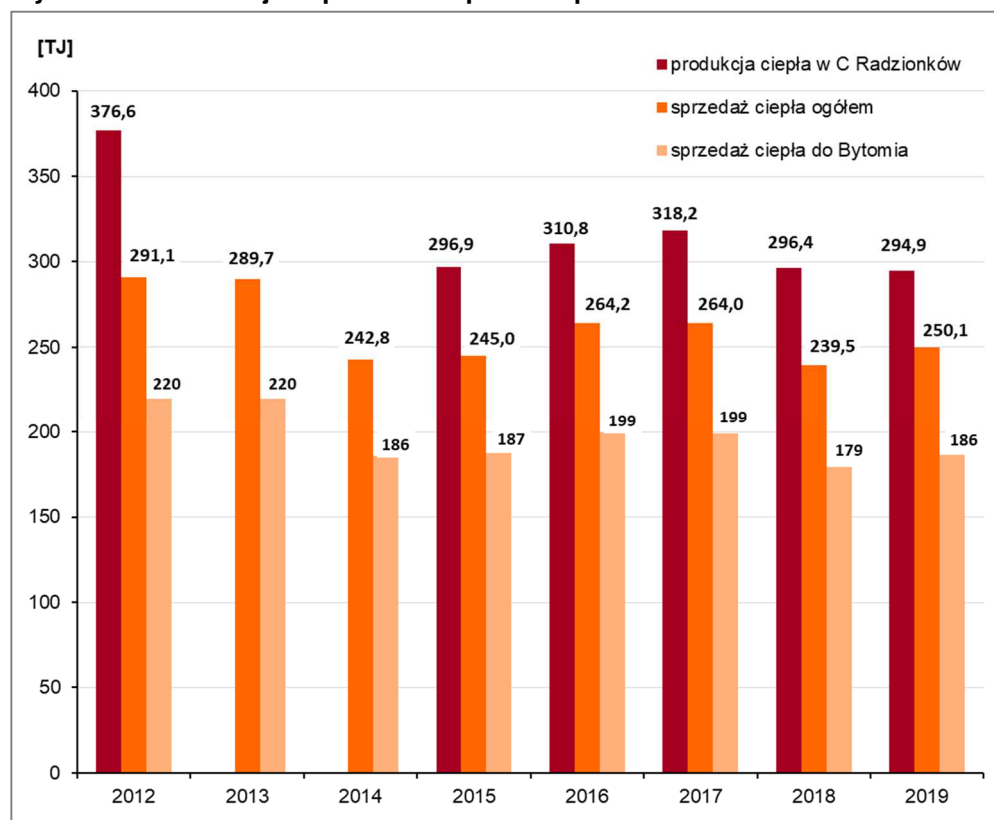
Tabela 4-14 Produkcja i sprzedaż ciepła z Ciepłowni Radzionków

| Wyszczególnienie | jedn. | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|------------------------------------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| produkcja ciepła | GJ | 376 573 | b.d. | b.d. | 296 858 | 310 780 | 318 180 | 296 447 | 294 881 |
| sprzedaż ciepła ogółem | GJ | 291 051 | 289 673 | 242 849 | 245 014 | 264 165 | 264 011 | 239 485 | 250 106 |
| w tym: sprzedaż ciepła dla Bytomia | GJ | 219 698 | 219 896 | 186 161 | 187 387 | 199 421 | 199 236 | 179 320 | 186 488 |

b.d. – brak danych

Źródło: PEC Bytom Sp. z o.o.

Wykres 4-2 Produkcja i sprzedaż ciepła z Ciepłowni Radzionków



W analizowanym okresie (lata 2012÷2019) zarówno wielkość produkcji, jak i sprzedaży energii cieplnej z Ciepłowni Radzionków uległa znacznemu obniżeniu. I o ile spadek ten w 2019 roku w stosunku do stanu z 2012 przyniósł w przypadku produkcji ciepła obniżenie o ok. 21%, a w przypadku jego sprzedaży o ok.14%, to w ostatnich 5-ciu latach (2015÷2019) wahania te nie są już tak intensywne. Na wielkość produkcji ciepła w źródle wpływa zarówno popyt kształtowany po stronie odbiorcy, jak i również efektywność przesyłu i dystrybucji tego ciepła. Prowadzone przez PEC Bytom w latach 2012÷2019 działania modernizacyjne na sieciach, pozwoliły na obniżenie strat przesyłowych, natomiast przebudowa jednostek wytwórczych poprawiła efektywność energetyczną produkcji ciepła w analizowanym źródle.

W planach rozwoju PEC-u Bytom w zakresie rozbudowy źródła – Ciepłowni Radzionków ujęty był projekt pt.: „Modernizacja Ciepłowni Radzionków poprzez budowę wysokosprawnej kogeneracji wraz z modernizacją systemu zaopatrzenia miasta Bytomia w ciepło na potrzeby c.w.u. z sieci ciepłowniczej”. W celu jego realizacji Spółka podpisała w dniu 17 grudnia 2018 r. umowę nr 1/2018 z WFOŚiGW w Katowicach na dofinansowanie pochodzące ze środków POIiŚ 2014-2020 Działanie 1.7 ‘Kompleksowa likwidacja niskiej emisji na terenie województwa śląskiego’ - Poddziałanie 1.7.3 ‘Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w województwie śląskim’. Projekt obejmował: rozbudowę Ciepłowni Radzionków o układ kogeneracyjny, budowę sieci ciepłowniczej o łącznej długości ok. 5 km oraz rozbudowę pompowni sieciowej w Ciepłowni Radzionków. Jego realizacja była planowana do roku 2022.

Z uwagi na aktualne uwarunkowania formalno-prawne w zakresie ochrony środowiska, które przekładają się na warunki ekonomiczne realizacji i eksploatacji źródeł ciepła opartych na paliwach węglowych, podjęta została decyzja o zaniechaniu realizacji ww. projektu w zakładanym kształcie z wykorzystaniem układu kogeneracji opartego na węglu.

Analiza możliwych scenariuszy rozwoju Ciepłowni Radzionków i zasilanego przez nią systemu wskazuje na trzy podstawowe, możliwe schematy rozwoju:

- a) **Scenariusz podstawowy** – zminimalizowania zakresu inwestycji w źródle, który obejmuje wariant utrzymania stanu istniejącego instalacji z uwzględnieniem wyłącznie wymaganych inwestycji związanych z rozbudową instalacji ochrony środowiska w zakresie odsiarczania i odpylania oraz scenariusz optymalizacji warunków pracy sezonu letniego tj. zabudowy nowej instalacji wytwórczej (silnika gazowego lub kotła gazowego) o mocy zainstalowanej dostosowanej do wymaganego zapotrzebowania mocy w źródle dla sezonu letniego.
- b) **Scenariusz uzyskania statusu systemu efektywnego** – scenariusz, w którym w pierwszym kroku podjęte zostałyby działania inwestycyjne w kierunku uzyskania przez system ciepłowniczy zasilany z przedmiotowego źródła statusu systemu efektywnego, obejmujące instalację kogeneracyjnych silników gazowych i instalację PV, dające możliwość spełnienia wymogu >50% ciepła wytworzonego w kogeneracji i OZE. Kolejnym etapem, rozłożonym w czasie, byłaby dalsza modernizacja jednostek wytwórczych źródła, w tym z uwzględnieniem zmiany paliwa na niskoemisyjne.
- c) **Scenariusz rozwoju nowych technologii** – zakładający w dalszej perspektywie wykorzystanie nowoczesnych technologii, których rozwój jest prognozowany w najbliższych latach, takich jak produkcja i zagospodarowanie wodoru w gospodarce lokalnej oraz energetyczne wykorzystanie odpadów. Rozwój tego scenariusza ściśle uzależniony jest od tempa rozwoju tych technologii.

Powyższe scenariusze dotyczą pracy Ciepłowni Radzionków na potrzeby systemu „radzionkowskiego”. W dotychczasowych planach rozpatrywana była możliwość zintegrowania systemu „radzionkowskiego” i „bytomskiego”. Budowa sieci ciepłowniczej umożliwiającej połączenie systemów i ich współpracę, staje się zasadna w wypadku przystąpienia do realizacji scenariusza (etapu) modernizacji systemu „radzionkowskiego” w kierunku uzyskania przez niego statusu systemu efektywnego.

Zaprezentowane wyżej scenariusze modernizacji układu zasilania systemu „radzionkowskiego” i możliwości jego integracji z systemem „bytomskim” nie wykluczają się wzajemnie i przy sprzyjającym rozwoju sytuacji zewnętrznej mogą stanowić kolejne etapy rozwoju układu zasilania całego systemu ciepłowniczego PEC Bytom. Każdorazowo podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej winna poprzedzić analiza aktualnych warunków otoczenia, takich jak wymagania prawne i uwarunkowania ekonomiczne.

4.3 Charakterystyka centralnych systemów ciepłowniczych PEC Bytom

Na terenie miasta Bytomia funkcjonują dwa główne systemy ciepłownicze eksploatowane przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bytomiu (PEC Bytom):

- ➔ „bytomski” system ciepłowniczy zasilany ze źródeł Fortum Silesia S.A. (EC Nowe Zabrze jako źródło podstawowe i kotły rezerwowe w EC Miechowice i w „starej” EC Zabrze).
- ➔ „radzionkowski” system ciepłowniczy zasilany z Ciepłowni Radzionków usytuowanej na terenie gminy Radzionków. Zarówno źródło, jak i sieć ciepłownicza tego systemu znajdują się również w gestii PEC Bytom.

Ponadto (do dnia 31.06.2020 r.) w obrębie terenów związanych z kopalnią Rozbark, do sieci systemu „bytomskiego” przyłączona była sieć ciepłownicza należąca (według stanu na koniec 2019 r.) do Rejonowej Spółki Ciepłowniczej Sp. z o.o. (RSC Bytom). System „RSC” nie był bezpośrednio przyłączony do źródła ciepła lecz rozprowadzał energię ciepłą zakupioną z sieci należącej do PEC Bytom. Z dniem 01.07.2020 r. nastąpiło przejęcie majątku ciepłowniczego Spółki RSC przez PEC Bytom.

4.3.1 PEC Sp. z o.o. w Bytomiu

Przedsiębiorstwo zaopatruje w ciepło systemowe odbiorców z terenu gmin Bytom i Radzionków. W poniższych tabelach podano całkowite wielkości mocy zamówionych oraz sprzedaży energii ciepłej w PEC w latach 2012 do 2019. Na wykresach przedstawiono ww. wielkości tylko dla obszaru Bytomia.

W roku 2019 łączna moc zamówiona w PEC przez odbiorców z systemów sieciowych na terenie miasta Bytomia wynosiła 219,7 MW i spadła w porównaniu ze stanem z roku 2012 o ok.42 MW tj. o ponad 16%.

Zapotrzebowanie dla budownictwa mieszkaniowego stanowi obecnie około 58% mocy zamówionej ogółem, a w obiektach użyteczności publicznej blisko 29%.

Sprzedaż ciepła systemowego przez PEC kształtuje się na poziomie 1266 TJ, co w porównaniu z rokiem 2012 (sprzedaż 1 616 TJ) daje spadek o ok.18%. Należy przy tym jednak zwrócić uwagę, na wpływ warunków meteorologicznych danego roku.

Rok 2019 był ostatnim, kiedy działały kotłownie PEC-u.

Na terenie Bytomia sieci systemu „radzionkowskiego” obsługują tylko budynki mieszkalne i użyteczności publicznej.

Tabela 4-15 Moce zamówione w PEC Bytom w latach 2012 do 2019 [MW]

| Wyszczególnienie | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Obniżenie w okresie 2012 – 2019 |
|---------------------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------------------------------|
| System bytomski | Sieć PEC Bytom | 213,50 | 211,22 | 205,36 | 201,06 | 184,89 | 182,96 | 182,74 | 182,42 | 14,6% |
| | TPA | 12,53 | 7,23 | 5,68 | 5,57 | 5,27 | 5,27 | 5,11 | 5,21 | 58,4% |
| System radzion- kowski | Teren Bytomia | 36,16 | 35,76 | 36,38 | 34,77 | 33,10 | 32,57 | 32,11 | 31,97 | 11,6% |
| | Teren Radzionkowa | 14,17 | 13,96 | 13,86 | 13,42 | 14,29 | 13,91 | 13,78 | 14,69 | -3,7% |
| Kotłownie lokalne | Teren Bytomia | 0,63 | 0,63 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 0,35 | 0,12 | 81,3% |
| PEC ogółem | | 276,97 | 268,79 | 261,80 | 255,34 | 238,06 | 235,23 | 234,09 | 234,41 | 15,4% |
| PEC dla Bytomia | | 262,80 | 254,84 | 247,94 | 241,92 | 223,77 | 221,32 | 220,30 | 219,72 | 16,4% |

Źródło: PEC Bytom Sp. z o.o.

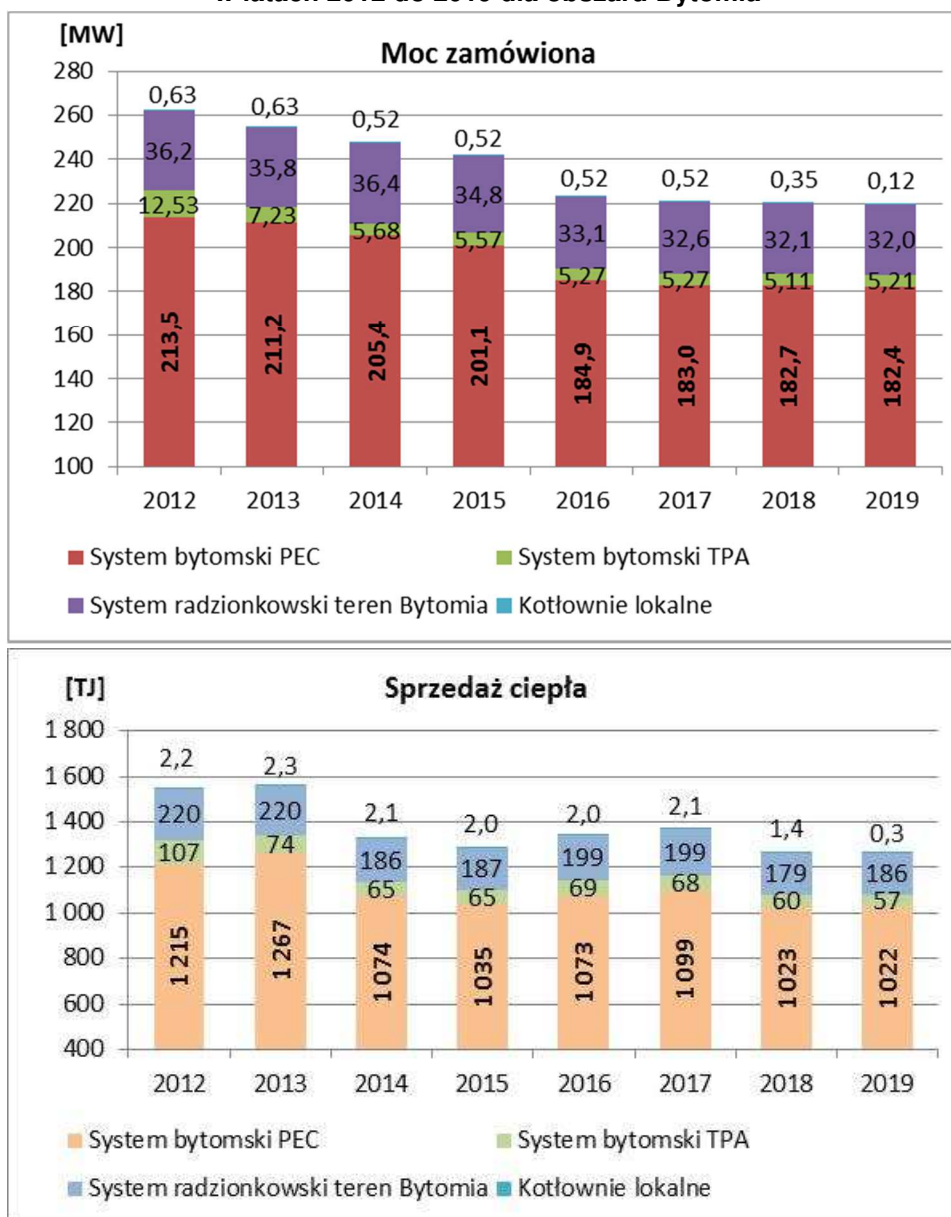
Tabela 4-16 Sprzedaż energii ciepłej w PEC Bytom w latach 2012 do 2019 [TJ]

| Wyszczególnienie | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Obniżenie w okresie 2012 – 2019 |
|---------------------------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------------------------------|
| System bytomski | Sieć PEC Bytom | 1 215,40 | 1 266,53 | 1 073,81 | 1 034,58 | 1 073,35 | 1 098,72 | 1 022,85 | 1 022,41 | 15,9% |
| | TPA | 107,00 | 74,34 | 64,61 | 65,26 | 68,71 | 67,88 | 60,46 | 57,26 | 46,5% |
| System radzion- kowski | Teren Bytomia | 219,70 | 219,90 | 186,16 | 187,39 | 199,42 | 199,24 | 179,32 | 186,49 | 15,1% |
| | Teren Radzionkowa | 71,40 | 69,78 | 56,69 | 57,63 | 64,74 | 64,78 | 60,17 | 63,62 | 10,9% |
| Kotłownie lokalne | teren Bytomia | 2,20 | 2,26 | 2,09 | 2,00 | 2,03 | 2,12 | 1,41 | 0,25 | 88,6% |
| PEC ogółem | | 1 615,70 | 1 632,81 | 1 383,36 | 1 346,86 | 1 408,26 | 1 432,73 | 1 324,21 | 1 330,02 | 17,7% |
| PEC dla Bytomia | | 1 544,30 | 1 563,04 | 1 326,68 | 1 289,23 | 1 343,51 | 1 367,96 | 1 264,05 | 1 266,41 | 18,0% |

Źródło: PEC Bytom Sp. z o.o.

Zmiany mocy zamówionych oraz sprzedaży energii cieplnej w latach 2012 do 2019 dla terenu Bytomia na głównych systemach miasta przedstawiają poniższe wykresy.

Wykres 4-3 Moce zamówione oraz sprzedaż energii cieplnej w PEC w latach 2012 do 2019 dla obszaru Bytomia



Z systemu bytomskiego pokrywane jest około 85% sprzedawanego ciepła przez PEC Bytom na terenie miasta, dotyczy to zarówno mocy zamówionej, jak i sprzedaży energii cieplnej.

Ocenia się, że zmiany w ilości sprzedanego ciepła odzwierciedlają wpływ intensywności zimy w poszczególnych sezonach grzewczych.

Na skutek przyłączeń do sieci ciepłowniczych do końca 2019 roku zlikwidowane zostały wszystkie kotłownie lokalne eksploatowane przez PEC.

Na sieciach PEC Bytom funkcjonuje system monitorowania i kontrolowania pracy sieci wysokich parametrów i węzłów cieplnych ze stanowiska dyspozytorskiego, który umożliwia bieżące monitorowanie parametrów oraz ich rejestrowanie i archiwizowanie, co służy wspieraniu obsługi w podejmowaniu decyzji mających na celu takie sterowanie pracą systemu aby zapewnić bezpieczne i ekonomicznie uzasadnione jego działanie. W odniesieniu do wysokoparametrowych odcinków sieci preizolowanej funkcjonuje system monitorowania i kontrolowania pracy sieci umożliwiający ciągłe nadzorowanie pracy systemu sieciowego oraz lokalizowanie ewentualnych uszkodzeń sieci ciepłowniczej.

Wszystkie należące do PEC sp. z o.o. w Bytomiu węzły ciepne wyposażone są w urządzenia automatyki pogodowej, których głównymi elementami są zawory regulacyjne z napędem elektrycznym typu dławiącego. Także wszystkie węzły, zarówno indywidualne jak i grupowe, wyposażone są w liczniki ciepła. Spółka wprowadza liczniki ciepła wyposażone w ultradźwiękowe przetworniki przepływu. Układy te pełnią jednocześnie funkcje pomiarowo-rozliczeniowe (oprócz danych zapisywanych w elektronicznej pamięci liczników istnieją zapisy w komputerowym systemie rozliczeniowym przedsiębiorstwa, który dokumentuje ilości ciepła dostarczanego do poszczególnych węzłów). Sukcesywna modernizacja węzłów, m.in. poprzez wprowadzanie nowoczesnych wymienników płytowych, stale zwiększa jakość regulacji i racjonalizuje zużycie energii cieplnej. Wskutek dużego stopnia zautomatyzowania oraz bieżącego monitoringu węzłów cieplnych, jakość ich pracy jest wysoka.

Na obszarze zasilanym w ciepło zdalaczynne przez PEC w Bytomiu do całości sieci przyłączonych jest ogółem 914 (2013 r. – 440) węzłów cieplnych (56 grupowych + 858 indywidualnych), z czego 749 (2013 r. – 297) należy do PEC. W systemie funkcjonują węzły wymiennikowe - oprócz 1 szt. na Magistrali „Południe”.

Poprzez węzły grupowe PEC-u oraz niskoparametrowe instalacje zewnętrzne dostarczane jest 68,3 MW mocy zamówionej (29%), a z wykorzystaniem indywidualnych węzłów należących do PEC ok. 98,4 MW (42%) - reszta poprzez własne węzły ciepne odbiorcy.

W ramach systemu dystrybucji ciepła w Bytomiu wyodrębnić można poniżej opisane rejony, które związane są z istniejącymi magistralami ciepłowniczymi, należącymi do PEC Bytom.

Rejon Magistrali „Miechowice”

Jest to ciepłociąg 2xDN500 (a na dalszych odcinkach 2xDN400, następnie 2xDN350, 2xDN300 do 2xDN25), wyprowadzony z EC Miechowice w kierunku północnym, zasilający odbiorców z terenu dzielnicy Miechowice (głównie na osiedlu Miechowice). Sieć pracuje w układzie promieniowym.

W czasie trwania sezonu grzewczego podstawowym źródłem zasilania magistrali „Miechowice” jest nowa EC Zabrze (pracująca w podstawie) oraz źródło szczytowe (WR-25) zlokalizowane w EC Miechowice – awaria tych źródeł skutkuje wstrzymaniem lub ograniczeniem dostawy ciepła do wszystkich odbiorców (z tej magistrali). W przypadku awarii magistrali „Miechowice” nie ma możliwości przesłania ciepła do odbiorców z innego kierunku – awaria musi być usunięta.

Aktualnie całkowita długość sieci cieplnej wysokich parametrów o średnicy nominalnej 2xDn500 do Dn25 wynosi ok. 22,8 km (2013 r.: 12,6 km).

Na obszarze zasilanym w ciepło zdalaczynne z magistral: „Miechowice” + „Spinająca” + „Krab” do sieci przyłączonych jest 347 (w 2013 r. – 116) węzłów cieplnych (2 grupowe + 345 indywidualne), z czego 328 (w 2013 r. – 100) należy do PEC.

Rejon Magistral „Karb” + „Spinająca”

Magistrala „Spinająca” 2xDN700 jest siecią wysokich parametrów i stanowi główne połączenie źródła Fortum Silesia S.A. (EC Miechowice) z odbiorcami z magistral: „Karb”, „Południe”, „Północ”.

Magistrala „Karb” to ciepłociąg 2xDN400, odgałęziony od magistrali „Spinającej” ze zlokalizowanej na tejże magistrali komory K-3.

Magistrale: „Karb” + „Spinająca” przeznaczone są do pracy całorocznej – w sezonie grzewczym dla potrzeb ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Poza sezonem grzewczym pracują tylko dla potrzeb przygotowania c.w.u.

W przypadku awarii magistrali „Spinającej” nie ma technicznych możliwości przesłania ciepła z innego kierunku do odbiorców przyłączonych bezpośrednio do niej oraz do magistral: „Północ”, „Południe” i „Karb” (w zależności od miejsca awarii – przed czy za komorą K-3) – awaria musi być usunięta. W przypadku awarii na ciągu głównym Magistrali „Karb” nie ma możliwości przesłania ciepła do odbiorców w Karbiu z innego kierunku – awaria musi być usunięta.

Całkowita długość sieci magistrali „Spinającej” wynosi ok. 5,6 km (w 2013 r. – 5,4 km).

Całkowita długość sieci cieplnej wysokich parametrów Magistrali „Karb” wynosi około 4,75 km (w 2013 r. – 4,35 km).

Rejon Magistrali „Północ”

Obsługiwany przez ciepłociąg 2xDN600 zasilający odbiorców w centrum Bytomia (po północnej stronie torów kolejowych) oraz w północnej części Karbia (po północnej stronie ulicy Wrocławskiej). Przedmiotowa magistrala wychodzi z terenu dawnej EC Szombierki i połączona jest ze źródłem EC Miechowice poprzez przepompownię na terenie dawnej EC Szombierki i Magistralę „Spinającą” 2xDn700. Jest eksploatowana całorocznie – w sezonie grzewczym na potrzeby c.o. i c.w.u. oraz w sezonie letnim tylko na potrzeby c.w.u. Magistrala „Północ” stanowi sieć pracującą w układzie promieniowym.

W przypadku awarii magistrali „Północ” nie ma możliwości przesłania ciepła do odbiorców z innego kierunku – awaria musi być usunięta.

Całkowita długość sieci cieplnej wysokich parametrów wynosi ok. 27,7 km (w 2013 r. – 21,6 km).

Na obszarze zasilanym w ciepło zdalaczynne z magistrali „Północ” do sieci przyłączonych jest 217 węzłów cieplnych (w 2013 r. – 123 węzły), w tym 31 grupowych i 186 indywidualnych. Własność PEC stanowi 190 węzłów (w 2013 r. – 94 węzły).

Rejon Magistrali „Południe”

Obsługiwany przez ciepłociąg 2xDN600 zasilający odbiorców położonych po południowej stronie torów kolejowych (dzielnice Chruszczów, Szombierki i Łagiewniki) oraz w południowej części dzielnicy Karb (po południowej stronie ulicy Wrocławskiej). Przedmiotowa magistrala połączona jest ze źródłem poprzez Magistralę „Spinającą” 2xDn700 i przepompownię na terenie dawnej EC Szombierki. Jest eksploatowana całorocznie – w sezonie grzewczym na potrzeby c.o. i c.w.u. oraz w sezonie letnim tylko na potrzeby c.w.u. Magistralę „Południe” stanowi sieć pracująca w układzie promieniowym.

W przypadku awarii tej magistrali nie ma możliwości przesłania ciepła do odbiorców z innego kierunku – awaria musi być usunięta.

Całkowita długość sieci ciepłej wysokich parametrów tej magistrali, według stanu na koniec roku 2019 wyniosła ok. 18,8 km (w 2013 r. – 16,4 km).

Na obszarze zasilanym w ciepło zdalaczynne z magistrali „Południe” do sieci przyłączonych było na koniec 2019 r. – 116 (w 2013 r. – 61) węzłów ciepłych (16 grupowych + 100 indywidualnych), z czego 102 (w 2013 r. – 40) stanowiło własność PEC.

W drugiej połowie 2020 r. PEC Bytom przejęło infrastrukturę systemu ciepłowniczego (sieć + węzły) Spółki RSC. Sieć zasilana jest z magistrali „Południe”. Po przejęciu majątku RSC długość sieci WP na magistrali „Południe” wynosi 25,1 km, a ilość przyłączonych węzłów ciepłych – 148 (18 grupowych + 130 indywidualnych).

Rejon Magistrali „Radzionków”

Odbiorcy zaopatrywani są w ciepło wytworzone w źródle PEC-u (Ciepłownia „Radzionków”) w 2 wyodrębnionych kierunkach:

- ➔ magistralą 2xDN400, a dalej 2xDN200 i 2xDN350 biegnącą na zachód - odbiorcy w Radzionkowie i w Bytomiu, centrum handlowe M1 oraz odbiorcy na os. Stroszek,
- ➔ magistralą 2xDN600 biegnącą na północ - odbiorcy w Bytomiu (os. gen. Ziętka i w północnej części os. Stroszek) oraz w północnej części Radzionkowa.

Magistralę „Radzionków” stanowi sieć pracująca w układzie promieniowym; jest eksploatowana całorocznie – w sezonie grzewczym na potrzeby c.o. i c.w.u. oraz w sezonie letnim tylko na potrzeby c.w.u.

Aktualnie całkowita długość sieci ciepłej wysokich parametrów magistrali „Radzionków” wynosi ok. 27,8 km (w 2013 r. – 22,7 km). Na terenie Bytomia znajduje się ok. 14,3 km (WP) tej magistrali.

Na obszarze zasilanym w ciepło zdalaczynne z magistrali „Radzionków” do sieci przyłączonych jest 234 (w 2013 r. – 140) węzłów ciepłych (7 grupowych + 227 indywidualnych), z czego 129 (w 2013 r. – 63) należy do PEC.

W poniższej tabeli przedstawiono łączną charakterystykę stanowiącą zestawienie zasobów infrastruktury systemu ciepłowniczego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Bytomiu.

Tabela 4-17 Charakterystyka systemu ciepłowniczego eksploatowanego przez PEC w Bytomiu - porównanie w latach 2013 i 2019.

| Wyszczególnienie | Jedn. | System | | | | RAZEM | |
|------------------------------------|-------------|--------------|-------------|-----------------|-------------|--------------|--------------|
| | | „bytomski” | | „radzionkowski” | | 2013 | 2019 |
| | | 2013 | 2019 | 2013 | 2019 | | |
| Długość sieci (WP) – ogółem | km | 59,75 | 79,6 | 22,7 | 27,8 | 82,45 | 107,4 |
| w tym: | | | | | | | |
| kanalowa | km | 14,63 | 2,5 | 11,22 | 4,6 | 25,85 | 7,1 |
| preizolowana | km | 31,05 | 66,0 | 10,75 | 22,8 | 41,8 | 88,8 |
| napowietrzna | km | 14,07 | 11,1 | 0,73 | 0,35 | 14,8 | 11,5 |
| Węzły ciepłne – ogółem | szt. | 300 | 680 | 140 | 234 | 440 | 914 |
| w tym | | | | | | | |
| grupowe | szt. | 61 | 49 | 9 | 7 | 70 | 56 |
| indywidualne | szt. | 239 | 631 | 131 | 227 | 370 | 858 |
| Węzły ciepłne - własność PEC | szt. | 234 | 620 | 63 | 129 | 297 | 749 |

Źródło: PEC Bytom Sp. z o.o.

W analizowanym okresie (2013÷2019) nastąpił znaczący przyrost długości sieci WP systemu bytomskiego – o ponad 33%. Długość sieci preizolowanej zwiększyła się o 35 km i jej udział w łącznej długości sieci WP tego systemu wynosi aktualnie 83% (w 2013 r. – 52%). Liczba węzłów indywidualnych wzrosła ponad dwukrotnie.

System radzionkowski zanotował w analizowanym okresie przyrost sieci WP o ok. 22%. Jednocześnie intensywnie prowadzona była jego modernizacja w kierunku przebudowy na sieć preizolowaną. Aktualny udział preizolacji w całkowitej długości sieci WP tego systemu wynosi 82% (w 2013 r. – 47%). Liczba węzłów indywidualnych wzrosła o ponad 73%.

Przedstawione powyżej efekty są wynikiem działań inwestycyjnych prowadzonych przez PEC Bytom w ramach m. in. realizacji projektów dofinansowanych z POIiŚ 2014-2020, takich jak:

- „Wdrażanie programu ograniczania niskiej emisji przez PEC Bytom - ucieplnienie zabudowy wielorodzinnej”. W ramach projektu wykonano 5 km nowych sieci ciepłowniczych oraz zabudowano 54 indywidualne węzły ciepłne. Inwestycje przeprowadzono w latach 2017÷2018.
- „Modernizacja gospodarki ciepłej dla gmin: Bytom i Radzionków - 2015-2020”. Projekt dotyczył wymiany ok. 17 km sieci ciepłowniczych oraz likwidacji 10 węzłów grupowych i budowy 200 węzłów indywidualnych. Jego realizację rozpoczęto w 2017 r., a zakończenie planowane jest na koniec 2020 r.

Ponadto PEC Bytom przygotował i jest w trakcie realizacji kolejnych projektów ukierunkowanych na rozbudowę i modernizację infrastruktury ciepłowniczej, tj.:

- „Modernizacja systemu ciepłowniczego wraz z likwidacją niskiej emisji na terenie miasta Bytom w latach 2019-2023”. Umowa na dofinansowanie tego projektu z UE podpisana została 4 czerwca 2019 r. Jego zakres obejmuje: wymianę izolacji odcinków sieci napowietrznej i wymianę oraz budowę sieci ciepłowniczych o długości ok. 5,2 km, likwidację grupowego węzła ciepłnego, a także budowę 55 szt. indywidualnych węzłów, które zastąpią paleniska węglowe.

- "Likwidacja niskiej emisji na terenie miasta Bytom w latach 2020-2021" – projekt współfinansowany z UE ze środków POIiŚ 2014-2020 w ramach działania 1.7.2. Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu w województwie śląskim, obejmuje budowę ok. 2 km nowej sieci oraz 34 indywidualnych węzłów ciepłowniczych.

Podjęte i planowane przez PEC działania, o których mowa powyżej, stanowią realizację założeń ujętych w dokumencie pt. „Plan rozwoju na lata 2019-2021” PEC Sp. z o.o. w Bytomiu, zaktualizowanym w dniu 07.01.2020 r. Plan ten przewiduje intensyfikację działań mających na celu racjonalizację zużycia energii cieplnej, co będzie bezpośrednio wpływać na obniżenie kosztów ponoszonych przez odbiorców, jak również na obniżenie emisji substancji szkodliwych do środowiska. Wpisane w ww. Planie główne kierunki działań PEC służące osiągnięciu ww. celu, to:

- ➔ wymiana i montaż nowoczesnych układów automatyki pogodowej w węzłach będących własnością PEC Bytom;
- ➔ montaż urządzeń automatycznej regulacji różnicy ciśnień – w węzłach będących własnością odbiorcy w celu poprawy warunków hydraulicznych pracy sieci ciepłowniczych;
- ➔ zastępowanie wybranych węzłów grupowych węzłami indywidualnymi w celu dostosowania ilości dostarczanej energii cieplnej do potrzeb poszczególnych odbiorców;
- ➔ likwidowanie lokalnych kotłowni gazowych i podłączenie ich odbiorców do sieci msc lub zastępowanie tego typu obiektów, kotłowniami o wyższej efektywności energetycznej i ekologicznej.

4.3.2 Rejonowa Spółka Ciepłownicza sp. z o.o. w Bytomiu

Do dnia 31.06.2020 r. Spółka prowadziła działalność w zakresie przesyłu i dystrybucji ciepła dla odbiorców zlokalizowanych w południowo-wschodniej części Bytomia, za pomocą własnej sieci ciepłowniczej przyłączonej do magistrali „Południowej”. W dniu 1.07.2020 r. nastąpiło przejęcie majątku RSC Sp. z o.o. (sieci + węzły) przez PEC w Bytomiu.

Według stanu na koniec roku 2019 (tj. przed ww. przejęciem) łączna długość sieci wysokoparametrowych Spółki RSC (bez sieci wewnętrznych) wynosiła ok. 6,3 km (w 2012 r. – 6,02 km) z czego 63% (w 2012 r. – 55%) stanowiły sieci preizolowane, 23% to sieci kanałowe, reszta - ok. 14% to sieci napowietrzne. Natomiast łączna długość sieci niskiego parametru (bez sieci wewnętrznych) wynosiła ok. 1,2 km, z czego 21% to sieć preizolowana. Długość sieci wewnętrznych wynosiła 0,1 km.

W 2019 r. straty ciepła na przesyle wyniosły 22,5% (w 2012 r. – 16,8%).

Na koniec 2019 r. RSC Sp. z o.o. eksploatowała 32 węzły ciepłownicze, w tym 30 węzłów indywidualnych i 2 węzły grupowe.

W okresie od 2013 do 2019 roku podłączone zostały do sieci RSC dwa budynki o łącznym zapotrzebowaniu mocy na c.o. 0,180 MW oraz c.w.u. 0,012 MW. Przeprowadzono również inwestycje wymiany sieci kanałowej na preizolowaną o łącznej długości ok. 0,3 km.

4.4 Źródła i systemy ciepłownicze o zasięgu lokalnym

Na obszarze miasta Bytomia, oprócz opisanych wcześniej źródeł ciepła pracujących dla miejskiej sieci ciepłowniczej, działają również źródła wytwarzające ciepło dla potrzeb lokalnych sieci ciepłowniczych.

Należą do nich:

- ➔ Ciepłownia „ENCo” – zlokalizowana przy ul. Strzelców Bytomskich 127e i zasilająca system „ENCo” położony na terenie północnej części Bytomia. Kotłownia i sieć ciepłownicza należą do prywatnej firmy PPUH „ENCo” Sp. z o.o.;
- ➔ Kotłownia „CALOR” – zlokalizowana przy ul. Siemianowickiej 98 i zasilająca system „U&R CALOR” położony we wschodniej części Bytomia. Kotłownia i sieć ciepłownicza należą do U&R CALOR Sp. z o.o.

Charakterystykę źródeł i zasilanych przez nie lokalnych sieci ciepłowniczych przedstawiono poniżej.

4.4.1 Lokalny system ciepłowniczy U&R CALOR Sp. z o.o.

Lokalizacja i obszar oddziaływania

Lokalizacja: we wschodniej części Bytomia
Adres: Bytom, ul. Siemianowicka 98
Rok uruchomienia instalacji: 1988
Układ funkcjonalny: ciepłownia z kotłami wodnymi

Liczba kotłów wodnych: 2
Moc zainstalowana: 14,53 MW
Moc osiągalna: 11,63 MW

Liczba emitorów spalin: 1

Tabela 4-18 Kotły wodne w kotłowni U&R CALOR Sp. z o.o.

| Nr kotła | Rok uruchom. | Typ kotła | Parametry | | Wydajność znam. (MW) | Sprawność kotła | Układ odpylania | |
|----------|--------------|-----------|-----------|------|----------------------|-----------------|---------------------------|-----------------------------|
| | | | °C | MPa | | | | |
| 1 | 1988 | WR -10 | 120 | 0,55 | 11,63 | 76% | I° – odpylacz wstępny OKZ | II° – filtr workowy MIL-180 |
| 2 | 1988 | WR -2,5 | 120 | 0,55 | 2,9 | 76% | I° – odpylacz wstępny OKZ | |

Źródło: U&R CALOR Sp. z o.o.

W latach 2015÷2016 Spółka przeprowadziła modernizację układu odpylania kotłów węglowych w celu dostosowania emisji pyłów z tych źródeł do standardów obowiązujących od 2016 r. Wykonano również inwestycję budowy układów regulacji napędów wentylatora ciągu, wentylatora podmuchu i pompy sieciowej w zakresie montażu falowników.

Aktualnie dopuszczalna wielkość emisji zanieczyszczeń ze źródeł zlokalizowanych w kotłowni CALOR określona została w decyzji nr ZEC.6225.6.2015 Prezydenta Miasta Bytomia z dnia 30.12.2015 r. udzielającej pozwolenia na wprowadzanie gazów i pyłów do po-

wietrza z tej instalacji. Okres obowiązywania ww. decyzji określony został od dnia 01.01.2016 r. do 31.12.2025 r.

Ponadto w 2018 r. Spółka zastosowała jeden ze środków poprawy efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, który dotyczył budowy systemu zdalnego odczytu liczników ciepła u odbiorców w Bytomiu przy ul. Siemianowickiej oraz przy ul. Kotuchy i ul. Różdzieńskiego w Piekarach Śl.

System ciepłowniczy U&R CALOR pracuje w układzie sezonowym z wytwarzaniem ciepła dla pokrycia potrzeb grzewczych zaopatrując w ciepło odbiorców z terenu Bytomia i Piekarów Śląskich.

Łączne zapotrzebowanie mocy kształtuje się na poziomie rzędu 6 MW, z czego zapotrzebowanie odbiorców zlokalizowanych na terenie Bytomia wynosi 1,635 MW.

Przy łącznej produkcji ciepła w źródle w 2019 roku ~42,6 TJ łączne straty ciepła na sieci szacowane są na poziomie rzędu ponad 25%, co jest wielkością znaczącą dla systemu lokalnego.

Rozkład zapotrzebowania na ciepło dla odbiorców na terenie Bytomia w okresie 2013 - 2019 ze wskazaniem grup odbiorców (zabudowa mieszkaniowa, obiekty użyteczności publicznej, przemysł i wytwórczość) i wielkość sprzedaży ciepła przedstawiono w poniższej tabeli. Obserwuje się spadek zapotrzebowania na poziomie ponad 30% dla odbiorów grupy obiektów użyteczności publicznej i wytwórczości.

Tabela 4-19 Charakterystyka odbiorów ciepła na terenie Bytomia ze źródła U&R Calor

| Rok | Moc zamówiona [MW] | | | | Sprzedaż ciepła [TJ] |
|-------------|--------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|----------------------|
| | Sumarycznie | Zabudowa mieszkaniowa | Obiekty użyt. publ. | Przemysł + usługi | |
| 2013 | 2,13 | 0,47 | 0,28 | 1,38 | 13,24 |
| 2016 | 1,85 | 0,47 | 0,28 | 1,10 | 11,71 |
| 2019 | 1,64 | 0,47 | 0,19 | 0,98 | 9,58 |

Źródło: U&R CALOR Sp. z o.o.

Sieć ciepłownicza U&R CALOR sp. z o.o.

System ciepłowniczy U&R CALOR, na który składa się sieć i kotłownia, zlokalizowany jest we wschodniej części Bytomia - na granicy z Piekarami Śląskimi. Łączna długość sieci (Bytom + Piekary Śląskie) wynosi 2,63 km.

Łączna długość sieci ciepłowniczych wysokoparametrowych wynosi 2 km, w tym:

- DN 300 - 1,0 km;
- DN 150 - 0,6 km;
- DN 100 - 0,4 km.

Łączna długość sieci ciepłowniczych niskoparametrowych wynosi 630 m, w tym:

- DN80 - 200 m (napowietrzna);
- DN80 - 400 m (kanałowa);
- DN65 - 30 m (preizolowana).

Łączna długość sieci preizolowanej wynosi 0,030 km, pozostałe to sieci tradycyjne kanałowe i napowietrzne.

Ubytki wody sieciowej za 2019 r. wynosiły 3 050 m³ (w 2012 r.: 3 192 m³).

Natomiast na terenie Bytomia znajduje się 1,821 km sieci, z czego 0,3 km to sieć rozdzielcza i przyłącza.

U&R CALOR Sp. z o. o. eksploatuje łącznie 3 węzły indywidualne i 3 węzły grupowe, w tym na terenie Bytomia znajduje się:

- węzeł indywidualny przy ul. Siemianowickiej 98; moc zamówiona = 0,750 MW,
- węzeł indywidualny przy ul. Siemianowickiej 107; moc zamówiona = 0,300 MW,
- węzeł indywidualny przy ul. Siemianowickiej 98; moc zamówiona = 0,150 MW;
- węzeł grupowy przy ul. Siemianowickiej; moc zamówiona = 0,335 MW.

W planach inwestycyjnych Spółki U&R CALOR (Plan Rozwoju na lata 2018÷2021) dotyczących zaopatrzenia w ciepło obszaru Bytomia znajdują się następujące przedsięwzięcia:

- budowa nowych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w technologii wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji o mocy 1,2 MW zasilanej gazem ziemnym; lokalizacja: ul. Siemianowicka 98; termin realizacji 31.12.2020 r.;
- budowa kotłowni gazowej o mocy 2x2,6 MW; lokalizacja: ul. Siemianowicka 98; termin realizacji 31.12.2022 r.;
- modernizacja sieci ciepłowniczej wysokich parametrów w kierunku os. Roździeńskiego i os. Kotuchy na terenie Piekar Śl. (inwestycja rozpoczęta w 2019 r.) oraz rozszerzenie rynku zbytu ciepła wzdłuż ul. Siemianowickiej w Bytomiu.

W związku z zamierzoną budową układu kogeneracyjnego wraz z kotłownią gazową, U&R CALOR planuje likwidację istniejącej kotłowni węglowej przy ul. Siemianowickiej 98 w Bytomiu i zastąpienie jej nowymi ww. jednostkami wytwórczymi.

4.4.2 Lokalny system ciepłowniczy ENCo Sp. z o.o.

Lokalizacja i obszar oddziaływania

| | |
|-------------------------------|--------------------------------------|
| Lokalizacja: | w północnej części Bytomia |
| Adres: | Bytom, ul. Strzelców Bytomskich 127e |
| Układ funkcjonalny: | ciepłownia z kotłem wodnym |
| Liczba kotłów wodnych: | 1 |
| Moc osiągalna kotłów wodnych: | 13,8 MW |
| Liczba emitorów spalin: | 1 |

Tabela 4-20 Charakterystyka kotła wodnego w kotłowni ENCo

| Nr kotła | Rok uruchom. | Typ kotła | Parametry | | Wydajność znam. (MW) | Sprawność kotła | Urządzenia odpylające |
|----------|--------------|-----------|-----------|-----|----------------------|--------------------------------|------------------------|
| | | | °C | MPa | | | |
| 1 | 1980 | WR 10-011 | 130 | 1,6 | 13,80 | od 64% (lato) do 70% (zima) | Bateria cyklonów OMW 2 |

Źródło: PPUH „ENCo” Sp. z o.o.

W 2017 r. PPUH „ENCo” Sp. z o.o. zlikwidowała kocioł parowy o mocy zainstalowanej 6,37 MW w wyniku czego całkowita moc zainstalowana kotłowni obniżyła się z 31,8 MW (w 2012 r.) do 25,4 MW (w 2017 r.). Natomiast w roku 2019 wskutek wykreślenia z UDT kotła wodnego WR-10 o mocy zainstalowanej 11,63 MW – łączna moc źródła uległa kolejnemu obniżeniu do aktualnego poziomu 13,8 MW. Rezerwa mocy w kotłowni ENCo (według stanu na 2019 r.) wynosi 7,04 MW (w 2012 r. – 18 MW).

System ciepłowniczy ENCo pracuje w układzie całorocznym z wytwarzaniem ciepła dla pokrycia potrzeb grzewczych i wytwarzania c.w.u. zaopatrując w ciepło odbiorców z rejonu dawnej KWK Powstańców Śląskich – jedn. bil. „C”.

Łączne zapotrzebowanie mocy kształtuje się na poziomie rzędu 6,8 MW, przy produkcji ciepła w 2019 roku ~51 TJ. Straty ciepła na sieci szacowane są na poziomie rzędu ponad 25%, co jest wielkością znaczącą dla systemu lokalnego.

Rozkład zapotrzebowania na ciepło w okresie 2013÷2019 ze wskazaniem grup odbiorców (zabudowa mieszkaniowa, obiekty użyteczności publicznej, przemysł i wytwórczość) i wielkość sprzedaży ciepła przedstawiono w poniższej tabeli. Obserwuje się spadek zapotrzebowania na poziomie ponad 30% dla zabudowy mieszkaniowej i blisko 50% dla odbiorów grupy obiektów użyteczności publicznej, wynikający przede wszystkim z działań termomodernizacyjnych.

Tabela 4-21 Charakterystyka odbiorów ciepła ze źródła ENCo

| Rok | Moc zamówiona [MW] | | | | Produkcja ciepła [TJ] |
|-------------|--------------------|-----------------------|---------------------|-------------------|-----------------------|
| | Sumarycznie | Zabudowa mieszkaniowa | Obiekty użyt. publ. | Przemysł + usługi | |
| 2013 | 9,41 | 4,98 | 1,85 | 2,58 | 60,61 |
| 2016 | b.d. | b.d. | b.d. | b.d. | 52,15 |
| 2019 | 6,76 | 3,25 | 0,88 | 2,63 | 50,98 |

Źródło: PPUH „ENCo” Sp. z o.o.

Sieć ciepłownicza ENCo Sp. z o.o.

System ciepłowniczy ENCo zasilany jest w ciepło z własnego źródła zlokalizowanego w północnej części Bytomia przy ul. Strzelców Bytomskich 127e (rejon kopalni Powstańców Śląskich). Łączna długość wszystkich sieci (WP+NP) systemu ENCo wynosi 5,662 km z czego sieć preizolowana występuje na wysokim parametrze na długości 0,470 km (8,3%).

Zestawienie długości tej sieci w podziale na średnice zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 4-22 Długość sieci ciepłowniczej systemu lokalnego ENCo

| Zakres średnic | Długość sieci [km] | | | |
|----------------|--------------------|---------------|---------------|--------------|
| | kanałowej | preizolowanej | napowietrznej | RAZEM |
| 2xDN200 | 0,270 | - | - | 0,270 |
| 2xDN150 | 1,330 | - | 0,150 | 1,480 |
| 2xDN125 | 0,120 | - | 0,090 | 0,210 |
| 2xDN100 | 0,210 | 0,470 | - | 0,680 |
| 2xDN50 | 0,560 | - | - | 0,560 |
| DN100 | 0,756 | - | - | 0,756 |

| Zakres średnic | Długość sieci [km] | | | |
|----------------|--------------------|---------------|---------------|---------------|
| | kanałowej | preizolowanej | napowietrznej | RAZEM |
| DN80 | 0,319 | - | - | 0,319 |
| DN65 | 1,067 | - | - | 1,067 |
| DN50 | 0,320 | - | - | 0,320 |
| SUMA | 4,952 | 0,470 | 0,240 | 5,662 |
| | 87,5% | 8,3% | 4,2% | 100,0% |

Źródło: PPUH „ENCo” Sp. z o.o.

W tabeli poniżej przedstawiono charakterystykę węzłów ciepłowniczych zlokalizowanych na sieci systemu lokalnego ENCo.

Tabela 4-23 Charakterystyka węzłów ciepłowniczych eksploatowanych przez ENCo

| Adres | Rodzaj węzła | Moc zainstalowana [MW] | | Rok budowy |
|-------------------------------|--------------|------------------------|--------------|------------|
| | | c.o. | c.w.u. | |
| ul. Przy Kopalni 3 | grupowy | 1,200 | - | 2000 |
| ul. Strzelców Bytomskich 165 | SWC-I | 10,320 | 0,750 | 1979/2004 |
| ul. Strzelców Bytomskich 184 | ind. | 0,304 | 0,104 | 2015 |
| ul. Strzelców Bytomskich 186a | ind. | 0,600 | 0,100 | b.d. |
| ul. Strzelców Bytomskich 150 | ind. | 0,300 | 0,150 | 2013 |
| ul. Strzelców Bytomskich 138 | ind. | 0,100 | 0,100 | 2010 |
| RAZEM | | 12,824 | 1,204 | - |

Źródło: PPUH „ENCo” Sp. z o.o.

W roku 2015 (w ramach prowadzonej inwestycji likwidacji grupowego węzła ciepłowniczego SWC-II przy ul. Strzelców Bytomskich 186a), zabudowano nowy węzeł indywidualny przy ul. Strzelców Bytomskich 184 wraz z zewnętrznymi instalacjami odbiorczymi.

Zgodnie z Planem Rozwoju na lata 2020÷2022 – PPUH „ENCo” Sp. z o.o. planuje dokończenie rozpoczętej w 2010 r. budowy indywidualnych węzłów ciepłych w budynkach zasilanych przez grupowy węzeł ciepły SWC-II oraz zewnętrznych instalacji odbiorczych. Następnie planowany jest do likwidacji grupowy węzeł przy ul. Strzelców Bytomskich 165 (SWC-I).

W celu poprawy efektywności energetycznej wytwarzania energii cieplnej w źródle ENCo planowany jest również zakup kotła wodnego o mocy 1 MWt, pracującego w okresie letnim na potrzeby przygotowania c.w.u. oraz modernizacja układu pompowego Ciepłowni.

4.5 Kotłownie (źródła) lokalne

Poniżej w tabeli przedstawiono informacje na temat lokalnych źródeł ciepła o mocy powyżej 0,5 MW (z wyłączeniem wyżej przedstawionych), pozyskane w wyniku akcji ankietowej przeprowadzonej na obszarze miasta. Jednak ze względu na niski poziom zinwentaryzowania obiektów nie będących jednostkami gminnymi (tylko 40% ankietowanych podmiotów przesłało komplet informacji; obiekty gminne – 97%), zestawienie może zawierać braki i należy traktować je jako szacunkowe.

W tabeli poniżej ujęto działające kotłownie według stanu aktualnego oraz wskazano, które z obiektów zasilanych w 2012 roku z kotłowni lokalnej zostały podłączone do systemu ciepłowniczego.

Paliwem wykorzystywanym w zinwentaryzowanych kotłowniach jest gaz ziemny i olej opałowy oraz paliwo stałe (węgiel kamienny, drewno).

Wśród zinwentaryzowanych kotłowni lokalnych o mocy zainstalowanej powyżej 0,5 MW wykorzystywane jest paliwo:

- w 5 - gaz ziemny sieciowy,
- w 1 - olej opałowy,
- w 1 - paliwo węglowe,
- w 1 źródle spalany jest gaz koksowniczy,
- w okresie 2013÷2019 – 4 obiekty zaopatrywane w ciepło z kotłowni lokalnej (w tym: 2 gazowe, 1 olejowa i 1 węglowa) przełączono na zasilanie z systemu ciepłowniczego.

Procesem ciągłym w mieście jest modernizacja lokalnych kotłowni węglowych związana z przejściem na zasilanie z systemu ciepłowniczego lub zabudową nowych urządzeń na paliwa ekologiczne (przede wszystkim na gaz ziemny sieciowy). Alternatywę dla gazu ziemnego i oleju opałowego stanowią również nowoczesne kotły węglowe (np. retortowe z ciągłym podawaniem paliwa), których parametry ekologiczne i ekonomiczne eksploatacji stanowią uzasadnienie wyboru takiego rozwiązania technicznego.

Aktualnie w polskich warunkach prawnych (rozp. Ministra Rozwoju i Finansów z dn. 5.09.2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe, Dz.U. 2017 poz. 1690, ze zmianami: Dz.U. 2019 poz. 363 i Dz.U. 2019 poz. 2549) dopuszczone są do obrotu i użytkowania kotły na paliwo stałe (o mocy $\leq 0,5$ MW) spełniające wymagania 5 klasy energetycznej (wymagania te winny być potwierdzone zgodnie z normą EN 303-5). Przepisy ww. rozporządzenia zostały dostosowane do wymagań rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1189 z dn. 28.04.2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe (wejście w życie rozp. Komisji UE z dn. 01.01.2020 r.).

Tak więc, od 1 stycznia 2020 r., kotły na paliwo stałe (o mocy $\leq 0,5$ MW) wprowadzane do obrotu i do użytkowania na terenie Unii Europejskiej powinny spełniać następujące wartości dotyczące ekoprojektu:

- sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń dla kotłów o nominalnej mocy cieplnej 20 kW lub mniejszej nie może być mniejsza niż 75%,
- sezonowa efektywność energetyczna ogrzewania pomieszczeń dla kotłów o znamionowej mocy cieplnej przekraczającej 20 kW nie może być mniejsza niż 77%,
- emisje cząstek stałych dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać 40 mg/m³ w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa oraz 60 mg/m³ w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa,

- emisje organicznych związków gazowych dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać 20 mg/m³ w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa oraz 30 mg/m³ w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa,
- emisje tlenku węgla dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać 500 mg/m³ w przypadku kotłów z automatycznym podawaniem paliwa oraz 700 mg/m³ w przypadku kotłów z ręcznym podawaniem paliwa,
- emisje tlenków azotu, wyrażone jako ekwiwalent dwutlenku azotu, dotyczące sezonowego ogrzewania pomieszczeń nie mogą przekraczać 200 mg/m³ w przypadku kotłów na biomasę oraz 350 mg/m³ w przypadku kotłów na paliwa kopalne.

Istotne wymagania w stosunku do rodzaju dozwolonych do stosowania na terenie województwa śląskiego palenisk oraz paliw, wprowadziła również tzw. „uchwała antysmogowa” uchwalona przez Sejmik Województwa Śląskiego w dniu 07.04.2017 r. (uchwała nr V/36/1/2017). Od chwili wejścia w życie ww. uchwały (to jest: 01.09.2017 r.) na terenie województwa śląskiego nie można stosować paliwa w postaci węgla brunatnego, mułów i flotokoncentratów oraz biomasy stałej o wilgotności powyżej 20%.

Ponadto uchwała antysmogowa wprowadza harmonogram wymiany nieefektywnych urządzeń grzewczych oparty o wiek kotła i przewiduje:

- do 31 grudnia 2021 roku konieczność wymiany instalacji eksploatowanych w okresie powyżej 10 lat od daty ich produkcji lub nieposiadających tabliczki znamionowej,
- do 31 grudnia 2023 roku konieczność wymiany instalacji eksploatowanych w okresie od 5 do 10 lat od daty ich produkcji,
- do 31 grudnia 2025 roku konieczność wymiany instalacji eksploatowanych w okresie poniżej 5 lat od daty ich produkcji,
- do 31 grudnia 2027 roku konieczność wymiany na klasę 5 instalacji spełniających dotychczas wymagania w zakresie emisji zanieczyszczeń określonych dla klasy 3 lub klasy 4 według normy PN-EN 303-5.

Tabela 4-24 Indywidualne (lokalne) źródła ciepła powyżej 0,5 MW na terenie Bytomia – zestawienie

| Nazwa | Adres | Stan na 2012 r. | | Stan na 2019 r. | | Charakterystyka kotłów | | | | Rodzaj paliwa | Uwaga |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|---|----------------------|------------------------|-------|---------|-------------|---------------|---|
| | | moc całkowita źródła | zapotrzebowanie mocy | moc całkowita źródła | zapotrzebowanie mocy | typ | ilość | czynnik | moc 1 kotła | | |
| | | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | | | | [MW] | | |
| Zakłady Odzieżowe „BYTOM” S.A. - w likwidacji | ul. Wrocławska 32/34 | 3,36 | 3,20 | 2016/2017 – podłączenie budynku BYTOM SQUARE przy ul. Wrocławskiej 32/34 do msc PEC Bytom | | | | | | był gaz | 2018 r. Z-dy przejęte przez Vistula; likwidacja pod tym adresem |
| Przetwórstwo Tworzyw Sztucznych „Rodło” | ul. Pszczyńska 13 | 0,50 | 0,20 | b.d. | b.d. | Jubam | 3 | woda | b.d. | gaz | dawniej: Spółdzielnia Inwalidów „Rodło” - zlikwidowana |
| Market OBI 006; TESCO | ul. Chorzowska 86 | 0,92 | 0,83 | b.d. | 0,50 | Viessmann | 2 | woda | 0,46 | gaz | wg danych Urz.Marsz. (dwa markiety) |
| JW. 3946 Kompleks koszarowy | ul. Oświęcimska 36 | - | - | 0,60 | 0,40 | Jubam | 1 | woda | 0,60 | gaz | |
| Carbo – Koks Sp. z o.o. Zakład Produkcyjny | ul. Konstytucji 61 | 10,40 | 8,32 | b.d. | b.d. | Omnicall DDHS U | 2 | para | 5,20 | gaz kok-sown. | brak odpowiedzi |
| Zespół Szkół Administracyjno-Ekonomicznych i Ogólnokształcących | ul. Webera 6 | 0,44 | 0,40 | od grudnia 2015 r. – podłączenie do msc PEC Bytom | | | | | | był gaz | |
| Szkoła Podstawowa nr 16 | ul. Rataja 3 | 0,37 | 0,29 | 0,35 | 0,29 | Saint Roch Couvin S.A | 2 | woda | 0,18 | olej | |
| Szkoła Podstawowa nr 36 (dawniej ZSO nr 7) | ul. Siemiradzkiego 9 | 0,52 | 0,41 | od grudnia 2018 r. – podłączenie do msc PEC Bytom | | | | | | był olej | |
| Fabryka Ceramiki Budowlanej Wacław Jopek | ul. W. Łokietka 10 | 5,80 | 3,74 | b.d. | b.d. | PLM 2,5 | 2 | para | 2,90 | węgiel | likwidacja fabryki |

| Nazwa | Adres | Stan na 2012 r. | | Stan na 2019 r. | | Charakterystyka kotłów | | | | Rodzaj paliwa | Uwaga |
|---|-----------------------|----------------------|----------------------|--|----------------------|------------------------|-------|---------|-------------|-------------------------|--|
| | | moc całkowita źródła | zapotrzebowanie mocy | moc całkowita źródła | zapotrzebowanie mocy | typ | ilość | czynnik | moc 1 kotła | | |
| | | [MW] | [MW] | [MW] | [MW] | | | | [MW] | | |
| Szpital Specjalistyczny nr 2 w Bytomiu | ul. Batorego 15 | 3,60 | 2,39 | w 2019 r. podłączenie do msc PEC Bytom | | | | | | był węgiel (ekogroszek) | |
| | | 0,46 | 0,47 | b.d. | 0,45 | AX-200 | 2 | para | 0,23 | gaz | wg danych Urz.Marszałk. |
| CONBELTS Bytom S.A. | ul. Szyby Rycerskie 4 | 12,15 | 10,00 | b.d. | b.d. | ULS-8000 | 2 | para | 5,26 | gaz | upadłość firmy, 2019 r. – przetarg na sprzedaż majątku |
| | | | | | | ULS-2600 | 1 | para | 1,64 | gaz | |
| SM Nasz Dom | ul. Drzewna | 0,57 | 0,50 | 0,57 | 0,39 | Viessman | 2 | woda | 0,29 | gaz | |
| „Firma Mazur” Sp. z o.o. Sp. k. | ul. Szyby Rycerskie 1 | b.d. | 0,06 | 1,44 | 0,10 | Karo 250 | 2 | woda | 0,66 | węgiel | Jeden z kotłów Vigas 80 jest nieczynny. |
| | | | | | | Vigas 80 | 2 | woda | 0,06 | drewno | |
| Wydział Zdrowia Publicznego ŚUM w Katowicach, Filia w Bytomiu | ul. Piekarska 18 | b.d. | b.d. | 0,72 | 0,64 | Radan RD-11 | 2 | woda | 0,24 | gaz | |

4.6 Źródła indywidualne – niska emisja

Odbiorcy indywidualni pokrywają swoje potrzeby grzewcze m.in. poprzez wykorzystanie energii chemicznej paliwa stałego, w tym przypadku węgla kamiennego, spalając go we własnych kotłach węglowych lub piecach kaflowych. Źródło takiej energii grzewczej jest głównym emitorem tlenków węgla do atmosfery, ze względu na niedoskonały proces spalania oraz emisję zanieczyszczeń gazowych i pyłowych („niska emisja”).

Mniejsza grupa mieszkańców wykorzystuje do ogrzewania gaz ziemny, gaz płynny, energię elektryczną czy olej opałowy. Główną przyczyną takiego stanu są wysokie koszty tych paliw w porównaniu z węglem kamiennym.

4.7 Zapotrzebowanie ciepła i sposób jego pokrycia – bilans stanu istniejącego

Bilans zapotrzebowania na ciepło został przeprowadzony przez określenie potrzeb cieplnych u odbiorców na terenie miasta w rozdziale na następujące kategorie odbiorców:

- budownictwo mieszkaniowe, obejmujące zabudowę jedno- i wielorodzinną,
- obiekty użyteczności publicznej, w tym urzędy, obiekty szkolnictwa każdego szczebla, kultury, służby zdrowia itp.,
- usługi komercyjne i przemysł, w tym zakłady przemysłowe, handel, składy, drobna wytwórczość itp.

oraz ze wskazaniem sposobu pokrycia tego zapotrzebowania.

Bilans ten obejmuje określenie zapotrzebowania na ciepło dla pokrycia potrzeb grzewczych (c.o.), wytwarzania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.), potrzeby technologii obiektów usług i wytwórczości oraz wentylacji.

Przy opracowaniu bilansu cieplnego miasta Bytomia, określającego zapotrzebowanie na moc i energię cieplną przez odbiorców z terenu miasta, wykorzystano następujące dane:

- zapotrzebowanie mocy i zużycie energii cieplnej z systemu ciepłowniczego określone na podstawie informacji udzielonych przez: PEC Bytom, Fortum Silesia, RSC, ENCo i U&R CALOR;
- zużycie gazu sieciowego wg informacji przekazanych z PGNiG Sp. z o.o. – Katowicki Obszar Sprzedaży;
- dane o sposobie ogrzewań budynków mieszkalnych wielorodzinnych otrzymanych od administratorów (ankietyzacja);
- informacje udzielone przez pozostałych wytwórców i odbiorców ciepła.

Sporządzony bilans potrzeb cieplnych jest bilansem szacunkowym, wynikowym w zakresie dotyczącym pokrycia tych potrzeb z wykorzystaniem źródeł pozasystemowych, tj. ogrzewania węglowego (lokalnych kotłowni węglowych i ogrzewania indywidualnego), wykorzystania innych paliw (np. olej opałowy lub tp.) oraz wykorzystania OZE.

Określone przy założeniach jw. zapotrzebowanie na ciepło na terenie miasta oszacowano na poziomie 495,4 MW, w tym:

- 362,2 MW dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego;
- 67,2 MW dla przemysłu i usług;
- 66,1 MW dla obiektów użyteczności publicznej.

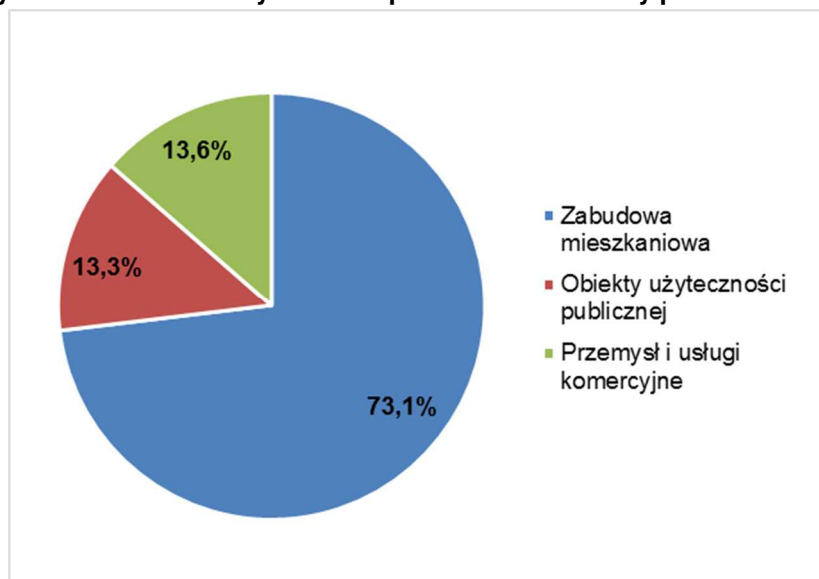
Bilans potrzeb energetycznych Bytomia wykonany został przy założeniu podziału miasta na 9 jednostek bilansowych i szczegółowy rozkład zapotrzebowania na ciepło w rozbięciu na jednostki bilansowe, sposób pokrycia i charakter odbiorców przedstawiono w załączniku 1 do opracowania. W poniższej tabeli wskazano poziom zapotrzebowania mocy dla poszczególnych jednostek bilansowych, ze wskazaniem sposobu jego pokrycia.

Wielkości zapotrzebowania poszczególnych grup odbiorców w układzie procentowym dla całej gminy oraz procentowy udział sposobu zaopatrzenia odbiorów przedstawiono na poniższych wykresach.

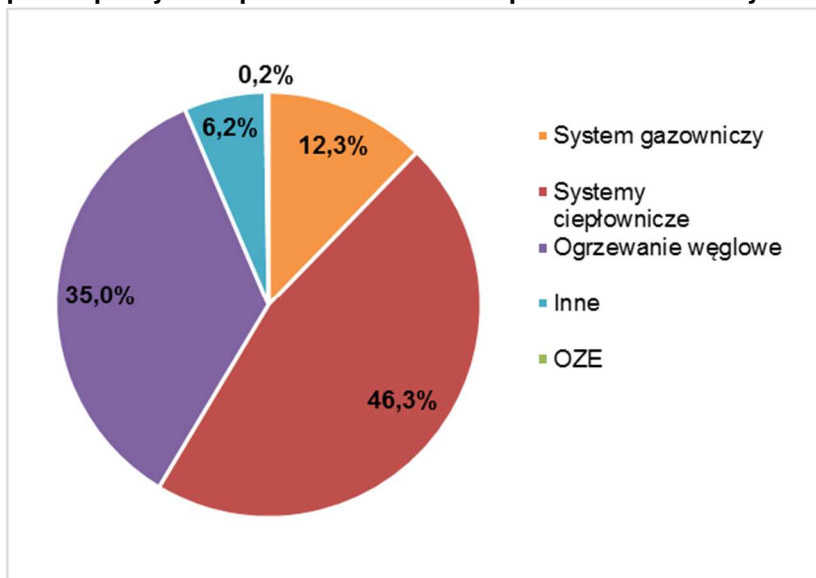
Tabela 4-25 Bilans zapotrzebowania mocy cieplnej w Bytomiu - stan obecny (wg danych na 2019 r.)

| Jednostka bilansowa | Sposób pokrycia zapotrzebowania na moc cieplną [MW] | | | | | RAZEM |
|---------------------|---|----------------------|--------------------|--------------|-------------|---------------|
| | System gazowniczy | Systemy ciepłownicze | Ogrzewanie węglowe | inne | OZE | |
| A | 6,49 | 0,00 | 9,20 | 0,72 | 0,10 | 16,51 |
| B | 12,57 | 25,77 | 9,21 | 1,96 | 0,10 | 49,61 |
| C | 0,70 | 11,46 | 1,03 | 0,38 | 0,00 | 13,58 |
| D | 0,22 | 36,89 | 17,21 | 1,45 | 0,05 | 55,83 |
| E | 0,22 | 27,99 | 14,11 | 5,37 | 0,00 | 47,68 |
| F | 28,41 | 72,14 | 94,61 | 16,14 | 0,20 | 211,50 |
| G | 12,01 | 52,19 | 24,54 | 4,48 | 0,29 | 93,51 |
| H | 0,20 | 1,64 | 2,74 | 0,05 | 0,00 | 4,62 |
| I | 0,00 | 1,50 | 0,55 | 0,20 | 0,35 | 2,60 |
| RAZEM | 60,82 | 229,58 | 173,21 | 30,75 | 1,09 | 495,44 |

Wykres 4-4 Procentowy udział zapotrzebowania mocy przez odbiorców



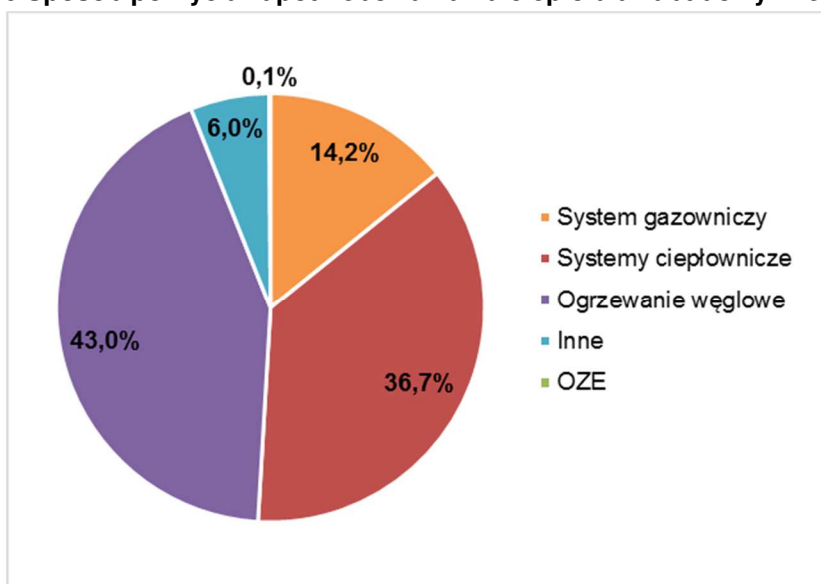
Wykres 4-5 Sposób pokrycia zapotrzebowania na ciepło odbiorców w Bytomiu w 2019 roku



Z powyższych wykresów wynika, że największym odbiorcą energii cieplnej jest zabudowa mieszkaniowa, której potrzeby osiągają blisko 73% potrzeb cieplnych gminy.

Głównym sposobem pokrycia tego zapotrzebowania jest wykorzystanie ciepła dostarczanego z systemów ciepłowniczych, co w skali miasta pokrywa ponad 46%. W przypadku zabudowy mieszkaniowej systemy ciepłownicze pokrywają ok. 37% zapotrzebowania (patrz wykres poniżej).

Wykres 4-6 Sposób pokrycia zapotrzebowania na ciepło dla zabudowy mieszkaniowej



W porównaniu do roku 2012 zapotrzebowanie mocy w mieście spadło o ok. 16%, w tym w zabudowie mieszkaniowej o ponad 14%. Jednak największy spadek zapotrzebowania na ciepło odnotowano w sektorze usługowo-przemysłowym – 28%.

Na podstawie powyższych danych oraz łącznej powierzchni użytkowej mieszkań w Bytomiu można oszacować w budownictwie mieszkaniowym jednostkowe zapotrzebowanie na moc cieplną, która w chwili obecnej wynosi około 90 W/m². Obserwuje się systematyczny spadek tego wskaźnika z poziomu 112 W/m² w roku 2008 poprzez 107 W/m² w roku 2012 do stanu obecnego.

Na zmiany w bilansie potrzeb cieplnych składają się następujące czynniki:

- W sektorze zabudowy mieszkaniowej:
 - działania termomodernizacyjne prowadzone głównie dla zabudowy mieszkaniowej z ogrzewaniem innym niż węglowe;
 - zmiana sposobu ogrzewania wynika głównie z przejścia z węglowego na podłączenie do systemu ciepłowniczego i w następnej kolejności gazowniczego;
 - często występuje realizacja obu działań równolegle, znacznie poprawiając ich efektywność.
- W sektorze obiektów użyteczności publicznej:
 - działania termomodernizacyjne
 - zmiana sposobu ogrzewania.
- W sektorze przemysłu i wytwórczości:
 - ograniczenie skali działania obiektów przemysłu ciężkiego, likwidacja podmiotów gospodarczych.

Skalę i kierunki zmian w sposób bardziej jednoznaczny obrazuje przedstawione poniżej zestawienie dotyczące wielkości charakteryzujących zmiany w pokryciu zapotrzebowania na ciepło dla zabudowy mieszkaniowej z wykorzystaniem ciepła systemowego.

Tabela 4-26 Ocena zamian zasobów mieszkaniowych zasilanych z systemu ciepłowniczego PEC-u ze wskazaniem udziału w stosunku do całego miasta.

| Wyszczególnienie | Jedn. | Stan 2013 r. | | Stan 2019 r. | |
|---------------------------------|---------------------|--------------|----------|--------------|----------|
| | | Wielkość | Udział % | Wielkość | Udział % |
| Ilość mieszkań | | 32 600 | 44,6% | 35 500 | 48,3% |
| Powierzchnia użytkowa | tys. m ² | 2 222 | 55,6% | 2 451 | 60,6% |
| Moc zamówiona | MW | 151,9 | 35,8% | 124,4 | 34,3% |
| Wskaźnik zapotrzebowania ciepła | kW/m ² | 0,068 | | 0,051 | |

Źródło: opracowanie własne na podst. danych PEC Bytom

4.8 Ocena stanu zaopatrzenia miasta w ciepło

Systemy ciepłownicze Bytomia pokrywają obecnie 46% potrzeb cieplnych miasta. W porównaniu z rokiem 2012 obserwowane jest dalsze ograniczenie wykorzystania indywidualnych ogrzewań węglowych w zaspokajaniu potrzeb cieplnych mieszkańców, na rzecz systemu zdalaczynnego oraz niskoemisyjnych indywidualnych systemów grzewczych. Obecnie obserwuje się ciągle obniżanie potrzeb energetycznych miasta, na co szczególny wpływ ma propagowanie działań racjonalizujących zużycie ciepła u odbiorcy.

Infrastruktura zasilająca główny system ciepłowniczy Bytomia obsługiwany przez PEC Sp. z o.o. została w ostatnich latach w istotny sposób zreorganizowana. Połączenie systemu bytomskiego z nowo wybudowanym przez Fortum Silesia S.A. źródłem kogeneracyjnym w Zabrze (EC Nowe Zabrze – pracujące w podstawie) za pomocą nowej magistrali (relacji EC Nowe Zabrze – EC Miechowice), pozwoliło na utrzymanie przez ten system ciepłowniczego statusu systemu efektywnego energetycznie. Z kolei w EC Miechowice odstawione zostały do rezerwy kotły energetyczne 2xOP-130, które z racji posiadanej derogacji ciepłow-

niczej i ze względu na wysoki stopień wyeksploatowania zostaną całkowicie wyłączone po dniu 31.12.2022 r. Działania powyższe, jak również tymczasowe zainstalowanie w tym źródle mobilnej szczytowej kotłowni olejowej (okres dzierżawy upływa wraz z sezonem 2020/2021) wpłynęły na zmianę statusu EC Miechowice z elektrociepłowni na ciepłownię szczytowo-rezerwową. Jednocześnie całkowicie wyłączono z eksploatacji EC Szombierki, która jeszcze w latach 2012÷2013 pracowała w okresie letnim zaopatrując system bytomski w c.w.u. Aktualnie jest to obiekt historyczny, który całkowicie zmienił swoje przeznaczenie i właściciela.

Przy zastosowanym, jak wyżej, układzie wykorzystania źródeł zasilających system bytomski – bieżące potrzeby ciepłe odbiorców przyłączonych do tego systemu do roku 2022 są w pełni zabezpieczone. Na przełomie najbliższych trzech lat nastąpią kolejne zmiany zarówno w funkcjonowaniu jednostek wytwórczych, jak i w wielkości zapotrzebowania mocy cieplnej. W EC Miechowice wyłączone z eksploatacji zostaną kotły parowe pozostające obecnie w rezerwie oraz zakończona w 2021 r. zostanie dzierżawa olejowych kotłów szczytowych. W tym samym czasie (tj. 2020÷2023) planowane jest (przez ZPEC Zabrze we współpracy z Fortum Silesia) przyłączenie do EC Miechowice odbiorców z terenu Zabrze, którzy aktualnie zaopatrywani są w ciepło z dwóch (likwidowanych) lokalnych kotłowni: K. Rokitnica i K. Helenka w Zabrzu (łączna moc zapotrzebowana: ok. 11 MW). W powiązaniu z szeroko zakrojonymi planami PEC Bytom w zakresie rozbudowy systemu bytomskiego i podłączania nowych odbiorców (szczególnie w ramach projektu likwidacji niskiej emisji 2019÷2023) – istotne jest przeprowadzenie działań w celu zapewnienia pełnego pokrycia planowanych nowych potrzeb ciepłych.

Brane pod uwagę kierunki działań prowadzonych przez Fortum Silesia S.A. w celu zapewnienia wymaganej mocy na poziomie źródłowym dla systemu „bytomskiego” ograniczają się do wykupienia olejowych kotłów szczytowo-rezerwowych, będących obecnie w dzierżawie.

Przy utrzymaniu zapotrzebowania mocy zamówionej w źródle dla potrzeb systemu „bytomskiego” na bieżącym poziomie 138 MW i uwzględnieniu zapotrzebowania mocy wynikającego z przejęcia odbiorców kotłowni Rokitnica i Helenka (11 MW), sumaryczne zapotrzebowanie z kierunku EC Miechowice osiągnie wielkość 149 MW. Zakładając możliwość dostarczenia mocy z nowego bloku w Zabrzu na poziomie 50% jego dyspozycyjności oraz pełne wykorzystanie mocy dyspozycyjnej w źródle w Miechowicach uzyskuje się 140 MW, co może być wielkością niewystarczającą przy wystąpieniu w dłuższym okresie warunków obliczeniowych temperatury zewnętrznej otoczenia.

Decyzja w sprawie sposobu rezerwowania mocy w systemie bytomskim oraz zabezpieczenia mocy szczytowych, winna zostać podjęta w jak najkrótszym terminie.

Ciepłownia Radzionków, która aktualnie pokrywa 9% potrzeb ciepłych odbiorców z terenu Bytomia, posiada znaczną rezerwę mocy zainstalowanej (ok. 11 MW). Jest to źródło wyposażone w relatywnie nowe kotły węglowe będące w dobrym stanie technicznym, które w niezmienionej formie spełniać będą wymagania środowiskowe do

roku 2024. Uwarunkowania środowiskowe w perspektywie roku 2025 i 2030 stanowiąc będą o konieczności podjęcia decyzji w kontekście przeprowadzenia działań związanych z budową instalacji odsiarczania i odpylania spalin.

Rozwiązaniem potencjalnie ograniczającym konieczne inwestycje prośrodowiskowe byłoby podjęcie działań zmierzających do systematycznej modernizacji źródła ze stopniowym przechodzeniem na stosowanie rozwiązań z wykorzystaniem paliw niskoemisyjnych np. gazu ziemnego. Byłby to uzasadniony kierunek działań biorąc pod uwagę perspektywę przewidywanych zmian w polskiej energetyce.

Elementem wymagającym zmiany w pierwszej kolejności jest działanie zmierzające do poprawy efektywności wytwarzania ciepła w okresie letnim, z uwagi na to, że realizowane jest na jednostce kotłowej o zbyt dużej mocy zainstalowanej w stosunku do zapotrzebowania w sezonie letnim.

Obowiązujące regulacje prawne wskazują na konieczność realizacji w Ciepłowni Radzionków instalacji odsiarczania (dla spełnienia wymagań w zakresie dopuszczalnej emisji dwutlenku siarki 1 100 mg/Nm³ od 2025 r. dla wszystkich kotłów oraz 400 mg/Nm³ od 2030 r. dla kotła WR-29N) i modernizacji instalacji odpylania spalin (dla spełnienia wymagań w zakresie dopuszczalnej emisji pyłu 50 mg/Nm³ dla kotłów WR-8N i WR-12N oraz 30 mg/Nm³ dla kotła WR-29N od roku 2030). Zgodnie z zapisami ustawy Prawo ochrony środowiska PEC Bytom może starać się o uzyskanie derogacji pozwalającej na złagodzenie ww. standardów emisyjnych, która będzie obowiązywać do końca 2029 r. Dla jej uzyskania wymagane jest zgłoszenie przez prowadzącego instalację odpowiednich dokumentów w terminie do dnia 1 stycznia 2024 roku. Uzyskanie derogacji pozwoli na rozłożenie potencjalnie wymaganych inwestycji na lata od 2025 do 2029 roku, przy czym pozostanie w mocy konieczność przeprowadzenia działań umożliwiających dotrzymanie standardu emisji SO₂ na poziomie 1100 mg/Nm³ dla wszystkich kotłów przy nie zmienionym układzie funkcjonowania Ciepłowni.

Pozostałe, lokalne źródła ciepła pracujące w Bytomiu, wymagają doinwestowania w działania modernizacyjne, które podniosłyby sprawność ich funkcjonowania. W tym celu istotna jest realizacja planów U&R CALOR w zakresie likwidacji lokalnej kotłowni węglowej i zastąpieniu jej wysokosprawnym układem kogeneracyjnym na gazie (2022 r.). Natomiast w przypadku kotłowni ENCo, planowana jest zabudowa kotła wodnego o mocy 1 MWt, pracującego w okresie letnim na potrzeby przygotowania c.w.u., co znacznie poprawi efektywność energetyczną tego źródła.

W zakresie sieci dystrybucyjnych obserwowany jest istotny wzrost udziału nowoczesnych sieci preizolowanych w systemach: bytomskim i radzionkowskim. Natomiast sieci lokalnych systemów ciepłowniczych, ze względu na utrzymujący się wciąż duży odsetek sieci kanałowych (których wiek przekracza 30 lat), charakteryzują się znacznymi wielkościami strat ciepła na przesyle i ubytków wody sieciowej. W tym obszarze wymagana jest intensyfikacja działań w celu modernizacji tych sieci i zwiększenia efektywności przesylu ciepła.

5. System zaopatrzenia w gaz ziemny

5.1 Charakterystyka przedsiębiorstw

Przedsiębiorstwami gazowniczymi, których działanie związane jest z zaopatrzeniem miasta Bytomia w gaz sieciowy są:

- ➔ w zakresie przesyłu gazu ziemnego – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Świerklanach – aktualnie brak infrastruktury na terenie miasta;
- ➔ w zakresie technicznej dystrybucji gazu ziemnego – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze;
- ➔ w zakresie obrotu gazem ziemnym – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Katowicki Obszar Sprzedaży – jako główny podmiot działający na rynku obrotu gazem.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. posiada koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych ważną do 6 grudnia 2068 roku. Oddziały Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (w tym Oddział w Świerklanach) czuwają nad bezpieczeństwem i sprawnym działaniem sieci gazociągów wysokiego ciśnienia oraz poszczególnych elementów, wchodzących w skład systemu gazowniczego (takich jak tłocznie gazu, stacje redukcyjne i stacje redukcyjno-pomiarowe I-go st.).

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., która powstała w dniu 1 lipca 2013 r. w wyniku konsolidacji sześciu spółek gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG (m.in. działającej na terenie Bytomia Górnośląskiej Spółki Gazownictwa), od 1 stycznia 2017 r. prowadzi działalność w nowej strukturze organizacyjnej. W wyniku reorganizacji powstała nowa struktura zarządzania: Oddział Wsparcia w Warszawie, 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych, 173 Gazownie i 59 Placówek Gazowniczych. W związku z powyższym na terenie Bytomia techniczną dystrybucję gazu ziemnego prowadzi aktualnie **Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze**.

PSG sp. z o.o. jest Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Gazu w Polsce, którego głównym zadaniem jest niezawodny i bezpieczny transport paliw gazowych siecią dystrybucyjną na terenie całego kraju – bezpośrednio do odbiorców końcowych oraz do sieci innych operatorów lokalnych. Do obowiązków spółki należy: prowadzenie ruchu sieciowego, rozbudowa, konserwacja oraz remonty sieci i urządzeń oraz dokonywanie pomiarów jakości i ilości transportowanego gazu. PSG sp. z o.o., zgodnie z decyzją URE, jest wyznaczona operatorem systemu dystrybucyjnego do końca 2030 roku.

Za obrót gazem ziemnym na terenie miasta odpowiedzialna jest przede wszystkim spółka należąca do Grupy Kapitałowej **Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Katowicki Obszar Sprzedaży**.

W związku z uwolnieniem w 2014 r. rynku obrotu gazem ziemnym Operator Systemu Dystrybucyjnego PSG posiada zawarte umowy na świadczenie usługi dystrybucji z innymi

sprzedawcami paliwa gazowego. Aktualizowana lista sprzedawców dostępna jest na stronie internetowej operatora.

5.2 Charakterystyka systemu gazowniczego

5.2.1 Podstawowe informacje

Miasto Bytom zaopatrywane jest w gaz ziemny wysokometanowy (grupa E) z krajowego systemu przesyłu gazu, którego operatorem jest OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Parametry dostarczanego gazu są zgodne z normą PN-C-04753 „Gaz ziemny – Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej” oraz zapisami Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2.07.2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (t.j. Dz.U. 2018 poz. 1158 z późn. zm.):

- ➔ ciepło spalania - nie mniejsze niż 34,0 MJ/Nm³,
- ➔ wartość opałowa - nie mniejsza niż 31,0 MJ/Nm³.

Z dniem 1 sierpnia 2014 r. nastąpiła zmiana jednostki rozliczeniowej za dystrybucję paliw gazowych. Rozliczenia między Polską Spółką Gazownictwa, a sprzedawcami gazu za transportowane przez PSG paliwa gazowe odbywają się od tej pory w jednostkach energii (kWh), a nie jak wcześniej w jednostkach objętości (m³).

Obowiązek prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii aktualnie zawarty jest w przepisach rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. 2018 poz. 640 z późn. zm.).

Do przeliczenia 1 m³ gazu na kWh stosuje się tzw. współczynnik konwersji, który stanowi iloraz ciepła spalania 1 m³ gazu oraz liczby 3,6 i dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E wynosi ok. 11 kWh/m³ (obliczany ze średniej arytmetycznej wartości ciepła spalania z okresu rozliczeniowego). Wartość ciepła spalania paliwa gazowego ustalana jest przez właściwego Operatora na zasadach określonych w IRIESD lub na podstawie wskazań urządzenia zainstalowanego u odbiorcy.

5.2.2 System źródłowy

Zgodnie z otrzymaną informacją, przez teren Bytomia nie przebiegają gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia, eksploatowane przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. Natomiast w granicach administracyjnych miasta zlokalizowane są gazociągi wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia będące pod zarządem PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze i stanowiące główny układ zasilania miasta w gaz ziemny:

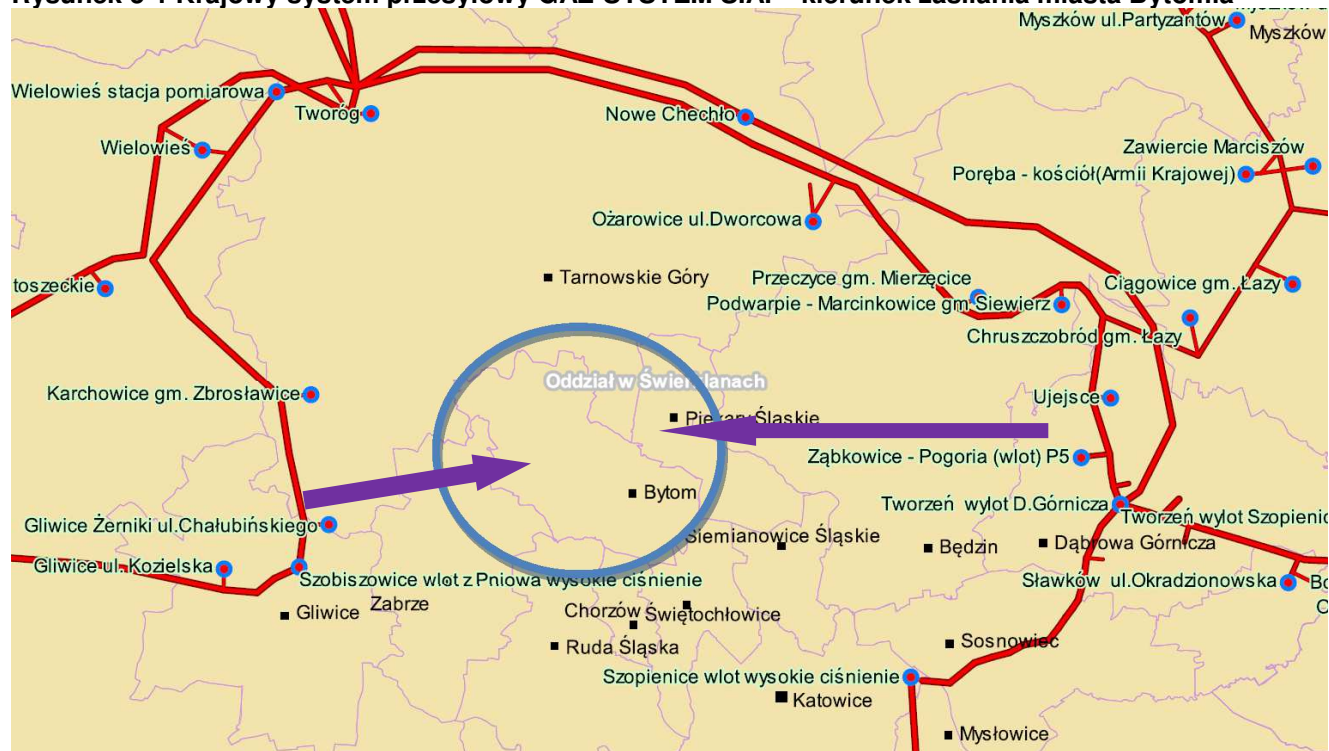
- ➔ gazociąg wysokiego ciśnienia DN400 / CN2,5 MPa relacji Tworzeń - Łagiewniki wraz z odgałęzieniami do:
 - ➔ SRP Bytom ul. Pszczelna,
 - ➔ SRP Bytom osiedle Pnioki,
 - ➔ SRP Bytom ul. Chorzowska;

- ➔ podwyższonego średniego ciśnienia DN500 / CN1,6 MPa relacji Szobiszowice - Łagiewniki wraz z odgałęzieniami do:
 - SRP Bytom ul. Harcerska,
 - SRP Bytom Kolonia Zgorzelec,
 - SRP Bytom Huta Zygmunt;
- ➔ podwyższonego średniego ciśnienia DN500 / CN 1,6 MPa relacji Ząbkowice – Łagiewniki wraz z odgałęzieniami do:
 - SRP Osiedle Pnioki (spinka z gazociągami Tworzeń – Łagiewniki),
 - SRP Bytom ul. Pszczelna.

Zgodnie z danymi eksploatatora długość sieci gazowych wysokiego ciśnienia w granicach Bytomia wynosi ok. 2,5 km, natomiast długość sieci podwyższonego średniego ciśnienia ok. 2,9 km.

Na rysunku poniżej pokazano układ gazociągów przesyłowych OGP GAZ-SYSTEM w pobliżu miasta.

Rysunek 5-1 Krajowy system przesyłowy GAZ-SYSTEM S.A. – kierunek zasilania miasta Bytomia



Źródło: <https://swi.gaz-system.pl/> - opracowanie własne

Sieci gazowe wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia zasilają stacje redukcyjno-pomiarowe I stopnia, które scharakteryzowano w poniższej tabeli.

Tabela 5-1 Zestawienie stacji redukcyjno-pomiarowych I-go stopnia zlokalizowanych na terenie Miasta Bytomia

| Lp. | Nazwa stacji / adres | Przepustowość | Rok budowy / modernizacji |
|--------------------|------------------------------|---------------------|---------------------------|
| | | [m ³ /h] | |
| 1 | Kolonia Zgorzelec | 600 | 1996 |
| 2 | ul. Chorzowska | 6 000 | 1993 |
| 3 | ul. Harcerska | 3 000 | 1964/2001 |
| 4 | ul. Pszczelna | 1 600 | 1980 |
| 5 | Chorzów Pnioki I (gm. Bytom) | 1 500 | 1984 |
| SUMARYCZNIE | | 12 700 | |

Źródło: dane PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze

Przepustowość wskazanych stacji gazowych nie uległa zmianie od czasu uchwalenia poprzedniej edycji Założeń... dla Gminy Bytom (2013 r.).

5.2.3 System dystrybucji gazu

System dystrybucji gazu ziemnego na terenie Bytomia jest bardzo dobrze rozwinięty - zgodnie z informacją PSG stopień gazyfikacji gminy Bytom wynosi blisko 80%. Dystrybucja gazu na terenie miasta odbywa się z wykorzystaniem sieci rozdzielczej średniego i niskiego ciśnienia:

- w dzielnicach: Górniki, Stolarzowice i Sucha Góra – sieć gazowa średniego ciśnienia;
- w dzielnicach: Stroszek, Karb, Miechowice, Szombierki, Łagiewniki oraz Centrum Bytomia – sieci gazowe średniego i niskiego ciśnienia.

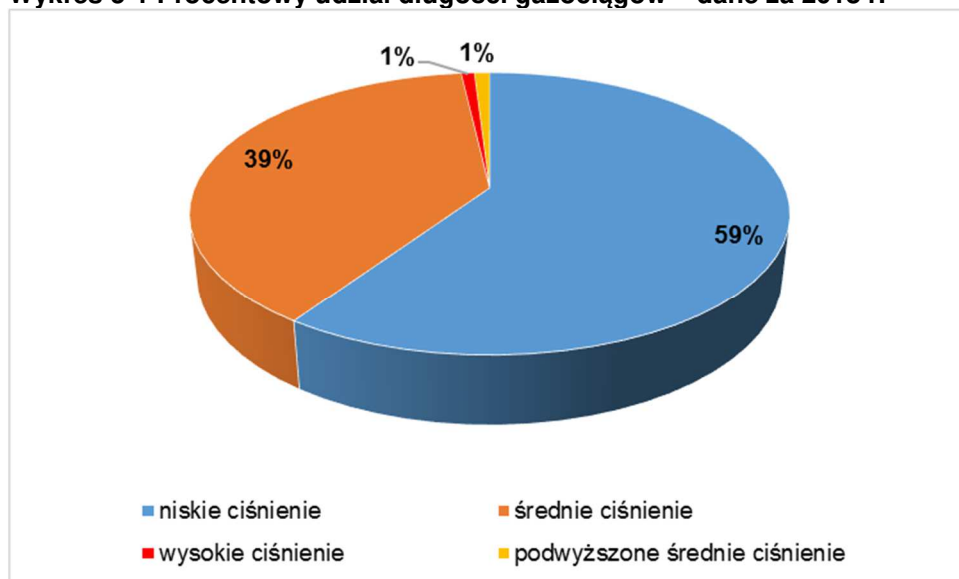
Łączna długość sieci średniego ciśnienia wraz z przyłączami, według stanu na 2018 r., wynosi 142,2 km (wzrost o ok. 17 km wobec 125,6 km w 2012 r.), natomiast niskiego ciśnienia wraz z przyłączami – 231,2 km (wzrost o ok. 22 km wobec 209,3 km w 2012 r.). Łączny przyrost długości sieci dystrybucyjnych (średnio- i niskoprężnych) w latach 2012-2018 wyniósł 39 km.

W poniższych tabelach przedstawiono charakterystykę sieci gazowych dystrybucyjnych na terenie Bytomia, za lata 2012-2018.

Tabela 5-2 Długość gazociągów dystrybucyjnych na terenie miasta bez czynnych przyłączy gazowych [km]

| Rok | Ogółem | Podział ze względu na ciśnienie | |
|------|--------|---------------------------------|---------|
| | | niskie | średnie |
| 2012 | 269,0 | 165,0 | 97,9 |
| 2013 | 270,7 | 165,0 | 99,6 |
| 2014 | 272,3 | 165,6 | 100,6 |
| 2015 | 275,3 | 165,2 | 104,0 |
| 2016 | 292,8 | 179,6 | 107,1 |
| 2017 | 295,1 | 180,0 | 109,8 |
| 2018 | 293,7 | 174,7 | 113,6 |

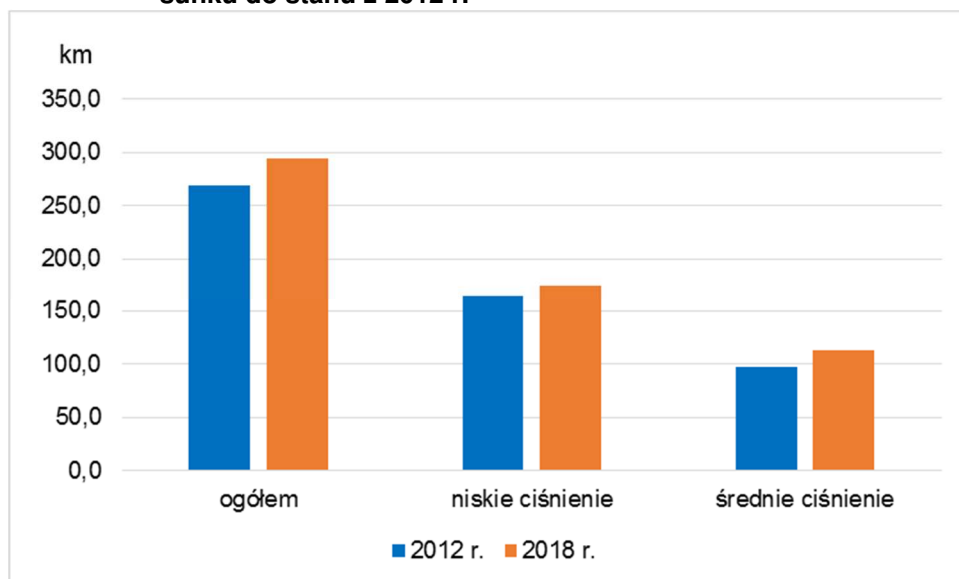
Źródło: dane PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze

Wykres 5-1 Procentowy udział długości gazociągów – dane za 2018 r.


Źródło: opracowanie własne na podst. danych PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrzu

W systemie dystrybucyjnym miasta Bytomia dominują sieci gazowe niskiego ciśnienia (udział blisko 60%), które bezpośrednio doprowadzają paliwo gazowe do odbiorców. Sieci gazowe średnioprężne, odpowiadające za zasilanie stacji redukcyjno-pomiarowych II stopnia i za doprowadzenie gazu do części odbiorców, stanowią ok. 40% wszystkich sieci dystrybucyjnych.

System dystrybucji gazu na terenie Bytomia jest stale rozwijany przez eksploatatora, co obrazuje poniższy wykres.

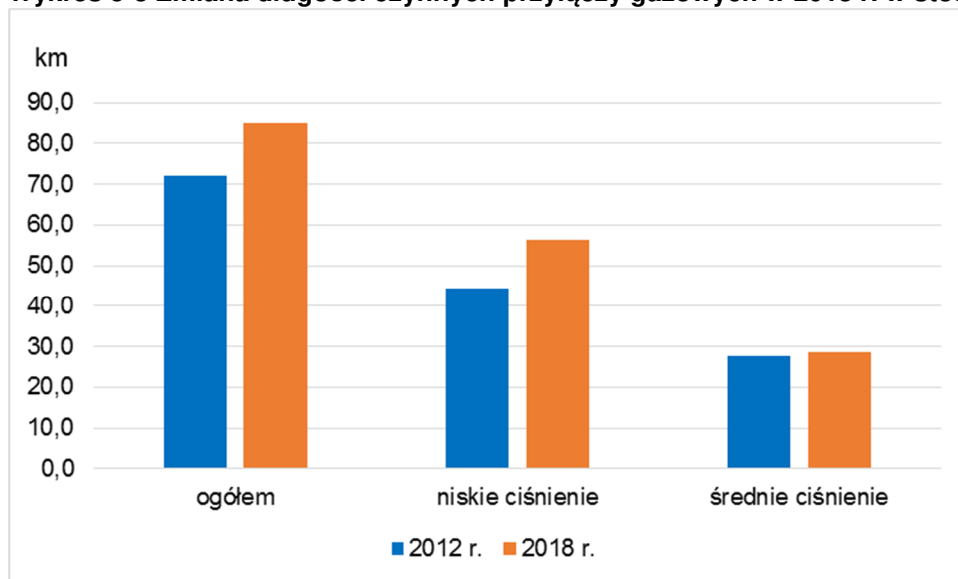
Wykres 5-2 Zmiana długości sieci dystrybucyjnych niskiego i średniego ciśnienia w 2018 r. w stosunku do stanu z 2012 r.


Źródło: opracowanie własne na podst. danych PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrzu

Tabela 5-3 Długość i ilość czynnych przyłączy gazowych w 2012 i 2018 roku

| Rok | Długość przyłączy gazowych [km] | | | Ilość przyłączy gazowych [szt.] |
|------|---------------------------------|---------------------|----------------------|---|
| | ogółem | na niskim ciśnieniu | na średnim ciśnieniu | ogółem |
| 2012 | 72,0 | 44,3 | 27,7 | 6 947 |
| 2018 | 85,1 | 56,4 | 28,6 | 7 362 (w tym 7 117 przyłączy do budynków mieszkalnych) |

Źródło: dane PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze

Wykres 5-3 Zmiana długości czynnych przyłączy gazowych w 2018 r. w stosunku do stanu z 2012 r.


Źródło: opracowanie własne na podst. danych PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze

Powyższe dane wskazują na stopniowy rozwój systemu gazowniczego na terenie miasta, przejawiający się w przyroście liczby przyłączy gazowych oraz ich długości. Od 2012 r. (rok bazowy poprzedniej edycji Założeń... dla Gminy Bytom) liczba przyłączy gazowych w Bytomiu wzrosła o 415 szt. Łączny przyrost długości przyłączy wyniósł ponad 13 km, z czego 93% stanowią przyłącza na sieci niskiego ciśnienia.

Na terenie Bytomia zlokalizowanych jest 15 stacji redukcyjno-pomiarowych II-go stopnia o łącznej przepustowości 26,8 tys. m³/h. Przepustowość stacji gazowych nie uległa zmianie od czasu uchwalenia poprzedniej edycji Założeń... dla Gminy Bytom (2013 r.). Charakterystykę tych stacji przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 5-4 Zestawienie stacji redukcyjno-pomiarowych II-go stopnia zlokalizowanych na terenie Miasta Bytomia

| Lp. | Nazwa stacji / adres | Przepustowość | Rok budowy / modernizacji |
|-----|--------------------------------------|---------------------|---------------------------|
| | | [m ³ /h] | |
| 1 | Bytom – Miechowice ul. Reptowska | 1 600 | 1972/2005 |
| 2 | Bytom – Miechowice ul. Styczyńskiego | 1 200 | 1979 |
| 3 | Bytom ul. Arki Bożka | 1 600 | 1993 |
| 4 | Bytom ul. Cicha | 600 | 1986 |

| Lp. | Nazwa stacji / adres | Przepustowość | Rok budowy / modernizacji |
|--------------------|---|---------------------|---------------------------|
| | | [m ³ /h] | |
| 5 | Bytom ul. Gajdasa (Modrzewiowa) | 1 600 | 1992/2006 |
| 6 | Bytom ul. Gwarecka | 1 800 | 1957/2005 |
| 7 | Bytom ul. Korfantego (Podziemna) | 3 000 | 1997 |
| 8 | Bytom ul. Kwietniewskiego | 800 | 2002 |
| 9 | Bytom – Stroszek ul. Łokietka | 1 800 | 1955/2004 |
| 10 | Bytom ul. Łużycka | 3 000 | 1959/2005 |
| 11 | Bytom ul. Parkowa | 3 000 | 1959/2005 |
| 12 | Bytom ul. Strzelców Bytomskich | 3 000 | 1968 |
| 13 | Bytom – Karb ul. Wrocławska | 1 600 | 1983 |
| 14 | Bytom ul. Zabrzańska | 2 000 | 1974/2005 |
| 15 | Bytom – Łagiewniki ul. Ostatnia 5 (Arcelor Stal Serwis Polska sp. z o.o.) | 200 | 2002 |
| SUMARYCZNIE | | 26 800 | |

Źródło: dane PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze

W latach 2013-2019 spółka PSG sp. z o.o. przeprowadziła na terenie Bytomia szereg działań modernizacyjnych na systemie gazowniczym oraz prac związanych z przyłączaniem nowych odbiorców. Zmodernizowano łącznie ok. 28 km sieci gazowych średniego i niskiego ciśnienia oraz blisko 1000 szt. przyłączy.

Zgodnie z danymi eksploatatora (PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze) stan techniczny scharakteryzowanej powyżej sieci gazowej jest dobry. System zabezpiecza zapotrzebowanie na gaz ziemny odbiorców zlokalizowanych w granicach miasta Bytomia i może być źródłem gazu dla potencjalnych nowych odbiorców na analizowanym obszarze. Rozbudowa sieci gazowej realizowana jest na bieżąco w miarę zgłaszanych potrzeb w ramach procesu przyłączeniowego.

Lokalizację systemu gazowniczego na terenie miasta Bytomia przedstawiono w części graficznej na mapie „System gazowniczy i tereny rozwoju” - załącznik część graficzna.

5.3 Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu

Liczba odbiorców paliwa gazowego na terenie Bytomia wynosi, według stanu na 2019 r., ponad 50 tysięcy. Największą grupą odbiorców gazu ziemnego w Bytomiu są gospodarstwa domowe – 98,2% w stosunku do wszystkich odbiorców, następnie: usługi i handel – 1,5% oraz przemysł – 0,3%. Łączna sprzedaż gazu w Bytomiu w 2019 r. wyniosła blisko 20 mln m³ - w tym do gospodarstw domowych 16 mln m³, co stanowi ponad 80% łącznego wykorzystania gazu w mieście. Udział gazu zużywanego na ogrzewanie mieszkań stanowi 64% całkowitego zużycia gazu przez gospodarstwa domowe.

W poniższych tabelach zestawiono charakterystykę użytkowników oraz wielkości zużycia gazu na terenie miasta według danych największego sprzedawcy gazu - PGNiG - za lata 2012-2019.

Tabela 5-5 Ilość użytkowników gazu w Bytomiu w latach 2012-2019

| Rok | Ogółem | Gospodarstwa domowe | | Przemysł i budownictwo | Usługi i handel | Pozostali |
|------|--------|---------------------|------------------------------|------------------------|-----------------|-----------|
| | | ogółem | w tym ogrzewający mieszkanie | | | |
| 2012 | 55 710 | 54 771 | 7 906 | 150 | 788 | 1 |
| 2013 | 55 718 | 54 780 | 8 660 | 165 | 771 | 2 |
| 2014 | 55 660 | 54 703 | 9 045 | 174 | 782 | 1 |
| 2015 | 53 215 | 52 303 | 9 480 | 156 | 755 | 1 |
| 2016 | 52 667 | 51 754 | 9 768 | 157 | 755 | 1 |
| 2017 | 50 629 | 49 749 | 10 068 | 146 | 733 | 1 |
| 2018 | 51 380 | 50 507 | 10 443 | 145 | 728 | 0 |
| 2019 | 50 016 | 49 133 | 11 058 | 157 | 726 | 0 |

Źródło: PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Katowicki Obszar Sprzedaży

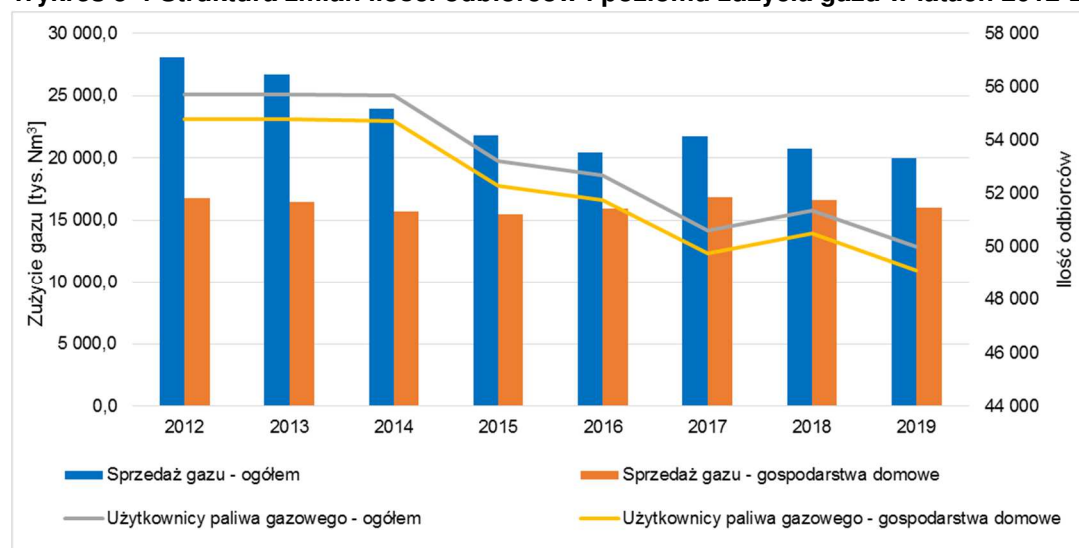
Tabela 5-6 Zużycie gazu w Bytomiu [tys. m³/rok] w latach 2012-2019

| Rok | Ogółem | Gospodarstwa domowe | | Przemysł i budownictwo | Usługi i handel | Pozostali |
|------|----------|---------------------|------------------------------|------------------------|-----------------|-----------|
| | | ogółem | w tym ogrzewający mieszkanie | | | |
| 2012 | 28 054,5 | 16 787,2 | 8 508,4 | 6 221,2 | 5 046,0 | 0,2 |
| 2013 | 26 730,1 | 16 492,2 | 8 573,1 | 5 478,2 | 4 759,7 | 2,7 |
| 2014 | 23 920,7 | 15 709,8 | 8 075,9 | 4 488,3 | 3 722,6 | 4,9 |
| 2015 | 21 834,7 | 15 445,5 | 8 270,6 | 2 467,4 | 3 921,8 | 3,6 |
| 2016 | 20 458,5 | 15 926,0 | 9 194,5 | 883,8 | 3 648,7 | 5,7 |
| 2017 | 21 735,3 | 16 852,1 | 10 225,4 | 918,7 | 3 964,5 | 7,2 |
| 2018 | 20 708,2 | 16 649,5 | 9 788,9 | 875,3 | 3 183,4 | 2,0 |
| 2019 | 19 962,6 | 16 025,4 | 10 168,5 | 815,3 | 3 121,9 | 0,0 |

Źródło: PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Katowicki Obszar Sprzedaży

Skalę i strukturę zmian ilości odbiorców gazu i wielkości jego zużycia w latach 2012-2019 przedstawiono na poniższym wykresie.

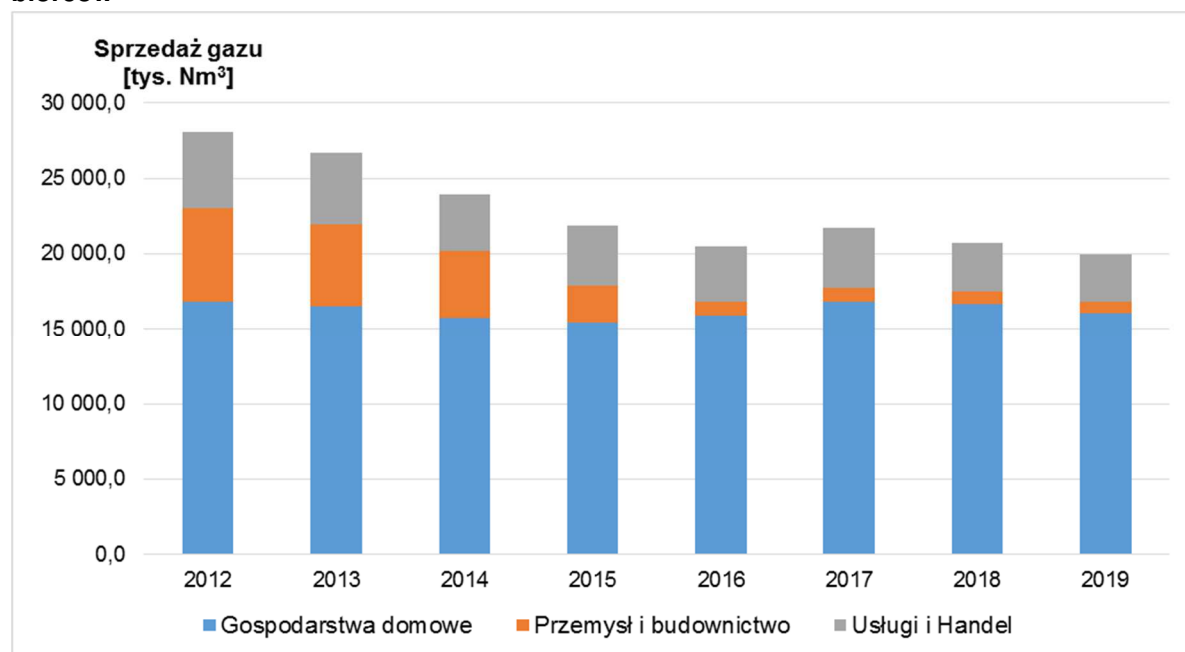
Wykres 5-4 Struktura zmian ilości odbiorców i poziomu zużycia gazu w latach 2012-2019



Źródło: opracowanie własne na podst. danych PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Poniżej na wykresie przedstawiono poziom sprzedaży gazu ziemnego przez PGNiG na terenie Bytomia w latach 2012-2019 z wyszczególnieniem wszystkich grup odbiorców.

Wykres 5-5 Sprzedaż paliwa gazowego na terenie Bytomia w latach 2012-2019 – podział wg grup odbiorców

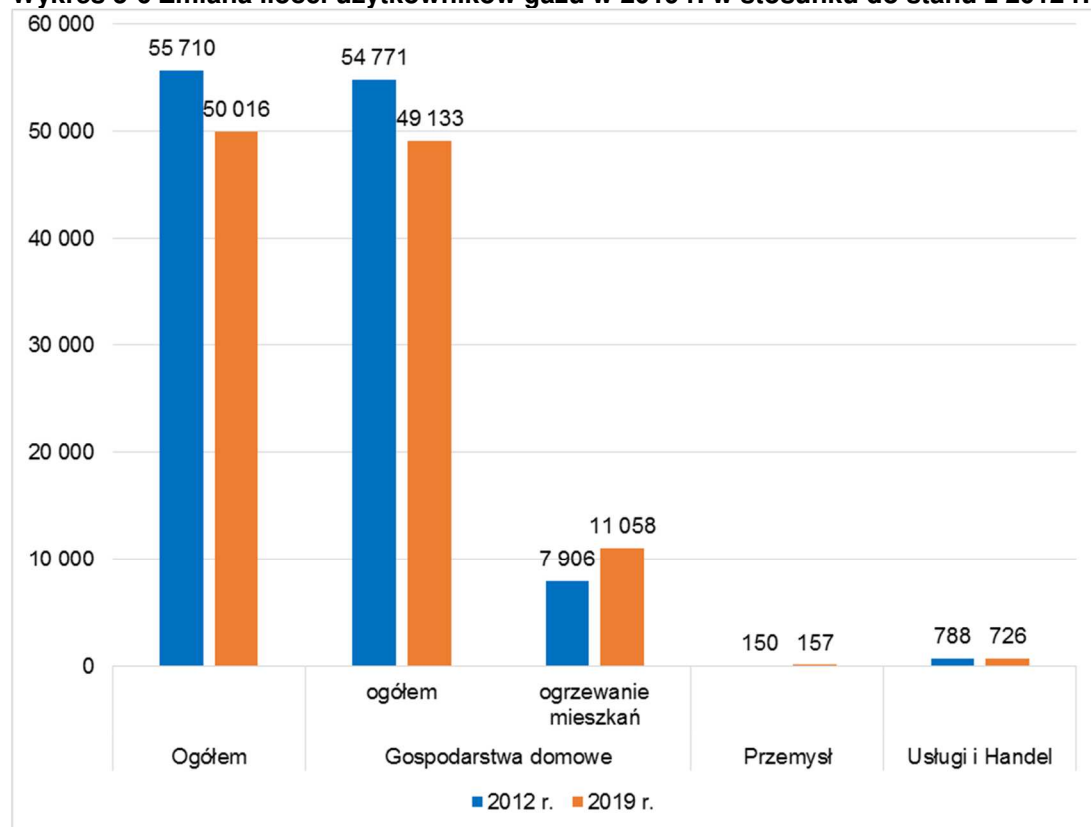


Źródło: opracowanie własne na podst. danych PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

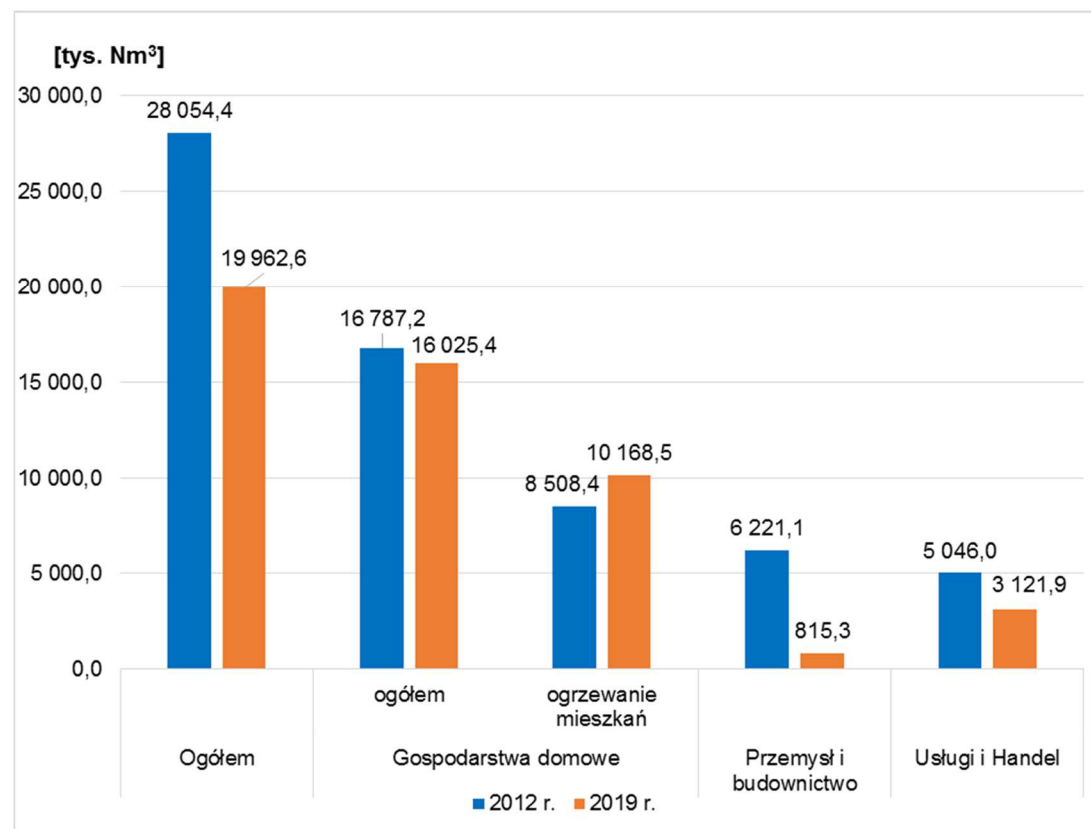
Liczba odbiorców paliwa gazowego w Bytomiu stopniowo spada, szczególnie w grupie gospodarstw domowych, w której w latach 2012-2019 odnotowano zmniejszenie liczby odbiorców na poziomie 5,6 tys. (ponad 10% w stosunku do stanu z 2012 r.). Wzrasta natomiast liczba odbiorców mieszkaniowych wykorzystujących gaz kompleksowo, czyli do celów bytowych i grzewczych (wzrost użytkowników o 40% w stosunku do stanu z 2012 r.).

Od 2012 r. (rok bazowy poprzedniej edycji Założeń... dla Gminy Bytom) nastąpiło zmniejszenie poziomu sprzedaży gazu ziemnego w Bytomiu przez PGNiG o ok. 8 mln m³ (~30%) – największy spadek nastąpił w grupie odbiorców przemysłowych – o 5,4 mln m³ oraz w grupie odbiorców handlowo-usługowych – o 1,9 mln m³. Zużycie gazu w grupie gospodarstw domowych utrzymuje się na mniej więcej wyrównanym poziomie, z niewielkimi wahaniami, które mogą wynikać z warunków atmosferycznych danego sezonu grzewczego (wśród odbiorców ogrzewających mieszkania) oraz poziomu cen gazu ziemnego. W przypadku odbiorców z grupy gospodarstw domowych, którzy wykorzystują gaz w celach grzewczych odnotowano znaczący wzrost zapotrzebowania na gaz - o 1,7 mln m³ (~18%) - co jest związane ze wzrostem liczby odbiorców w tej grupie.

Na poniższych wykresach przedstawiono porównanie danych dotyczących liczby odbiorców oraz sprzedaży gazu w Bytomiu za 2012 i 2019 rok, na podstawie danych PGNiG.

Wykres 5-6 Zmiana ilości użytkowników gazu w 2019 r. w stosunku do stanu z 2012 r.


Źródło: opracowanie własne na podst. danych PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Wykres 5-7 Zmiana wielkości zużycia gazu w 2019 r. w stosunku do stanu z 2012 r.


Źródło: opracowanie własne na podst. danych PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

W poniższej tabeli przedstawiono porównawcze dane za 2012 i 2019 rok dotyczące poziomu zużycia gazu ziemnego w przeliczeniu na odbiorcę.

Tabela 5-7 Jednostkowe zużycie gazu ziemnego w poszczególnych grupach odbiorców [tys. m³/odbiorcę/rok] – porównanie danych z 2012 r. i 2019 r.

| Rok | Ogółem | Gospodarstwa domowe | | Przemysł i budownictwo | Usługi i handel |
|------|--------|---------------------|---------------------|------------------------|-----------------|
| | | ogółem | ogrzewanie mieszkań | | |
| 2012 | 0,5 | 0,3 | 1,1 | 41,5 | 6,4 |
| 2019 | 0,4 | 0,3 | 0,9 | 5,2 | 4,3 |

Źródło: opracowanie własne na podst. danych PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Zgodnie z danymi przedstawionymi w powyższej tabeli roczne jednostkowe zużycie gazu ziemnego w grupie gospodarstw domowych nie zmienia się znacząco. Natomiast w przypadku odbiorców przemysłowych zauważalne jest znaczące obniżenie zapotrzebowania na gaz ziemny przypadające na jednego odbiorcę. Liczba odbiorców w tej grupie w analizowanych latach jest na podobnym poziomie, jednak zużycie gazu uległo znaczącym zmianom. Powodem zaistniałej sytuacji może być wystąpienie na terenie Bytomia przekształceń w charakterze działalności przemysłowej – zakończenie działalności znaczących podmiotów gospodarczych i zastąpienie ich przez szereg przedsiębiorstw o mniejszym zapotrzebowaniu na gaz. W przypadku sektora usług na terenie Bytomia częste są zmiany sposobu ogrzewania z kotłowni gazowych na rzecz podłączenia do systemu ciepłowniczego, co wynika z przeprowadzonej ankietyzacji.

Przedstawione dane w tabelach oraz na wykresach powyżej dotyczą sprzedaży gazu na terenie Bytomia przez przedsiębiorstwo PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., które jest największym sprzedawcą paliwa gazowego na terenie miasta. Rzeczywiste sumaryczne wykorzystanie gazu ziemnego jest wyższe z uwagi na uwolnienie w 2014 r. rynku obrotu gazem ziemnym – od tego czasu odbiorca ma dowolność wyboru sprzedawcy. Zgodnie z danymi przekazanymi przez operatora systemu dystrybucyjnego PSG Sp. z o.o. sumaryczne zużycie paliwa gazowego w Bytomiu w ostatnich latach było wyższe o ok. 3 mln m³ rocznie od poziomu sprzedaży gazu przez PGNiG.

5.4 Plany inwestycyjno-modernizacyjne (plany rozwoju przedsiębiorstw)

OPG GAZ-SYSTEM S.A.

Zatwierdzony przez Urząd Regulacji Energetyki Plan Rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. na lata 2020-2029 nie zakłada rozbudowy systemu przesyłowego na przedmiotowym terenie.

W przypadku pojawienia się nowych odbiorców gazu z przesyłowej sieci gazowej wysokiego ciśnienia, warunki przyłączenia i odbioru gazu będą uzgadniane pomiędzy stronami i będą zależały od uwarunkowań technicznych i ekonomicznych uzasadniających rozbudowę sieci przesyłowej.

PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze

Przedsiębiorstwo to posiada zatwierdzony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Planu Rozwoju na lata 2018-2022, w którym ujęto następujące zadanie do realizacji na terenie Bytomia:

- rozbudowa sieci średniego ciśnienia – osiedle Fazaniec ul. Orzegowska – budowa gazociągów od DN110 do DN40 o długości 1,7 km oraz budowa 51 szt. przyłączy gazowych (planowane zakończenie w 2020 r.).

Ponadto w projekcie Planu Inwestycyjnego na lata 2020-2022 spółka PSG zawarła realizację zadań:

- przebudowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Tworzeń-Łagiewniki w celu poprawy warunków zasilania aglomeracji górnośląskiej (planowane zakończenie po 2021 r.),
- budowa sieci gazowej średniego ciśnienia ul. Konstytucji (dł. 2,8 km) z przyłączem i punktem gazowym redukcyjno-pomiarowym,
- budowa stacji tankowania CNG o wydajności 60 m³/h – inwestycja wynikająca z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
- modernizacja sieci niskiego ciśnienia (dł. 21,4 km), średniego ciśnienia (dł. 2,6 km) oraz przyłączy gazowych (533 szt.)
- modernizacja stacji redukcyjno-pomiarowej II stopnia ul. Strzelców Bytomskich
- przebudowa sieci niskiego ciśnienia (dł. 3 km), średniego ciśnienia (dł. 5,6 km).

5.5 Ocena stanu systemu gazowniczego

Obecnie na terenie Bytomia nie występują sieci przesyłowe wysokiego ciśnienia, eksploatowane przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. i w najbliższych latach operator nie przewiduje ich budowy.

Sieć gazowa eksploatowana przez PSG sp. z o.o. jest w dobrym stanie technicznym i może być źródłem gazu dla istniejących i potencjalnych nowych odbiorców znajdujących się na terenie objętym opracowaniem - poziom bezpieczeństwa określany jest jako dobry.

W poprzednich latach eksploatator przeprowadził szereg działań modernizacyjnych i związanych z rozbudową systemu gazowniczego na terenie miasta, których celem była poprawa bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w gaz ziemny. Planowane są dalsze działania, między innymi przebudowa gazociągu wysokiego ciśnienia Tworzeń-Łagiewniki, której celem jest poprawa warunków zasilania aglomeracji górnośląskiej, w tym miasta Bytomia. Zgodnie z Planem rozwoju oraz Planem inwestycyjnym spółki przewidywany jest także dalszy rozwój systemu dystrybucyjnego na terenie miasta.

6. System elektroenergetyczny

6.1 Wprowadzenie

Na obszarze miasta Bytom zlokalizowane są następujące elementy infrastruktury elektroenergetycznej:

- napowietrzne linie przesyłowe 220 kV i 400 kV – najwyższych napięć (NN);
- napowietrzne linie 110 kV – wysokiego napięcia (WN);
- napowietrzne i kablowe linie 20 kV i 6 kV – średniego napięcia (SN);
- napowietrzne i kablowe linie elektroenergetyczne o napięciu do 1 kV – niskiego napięcia (nN);
- stacje transformatorowe GPZ (Główny Punkt Zasilający) WN/SN;
- stacje transformatorowe SN/nN 20/0,4 kV oraz 6/0,4 kV.

Energia elektryczna dla obszaru miasta zapewniana jest z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W 2019 r. zostało odstawione do rezerwy lokalne źródło energii elektrycznej należące do Fortum Silesia S.A. – turbozespół TG 1 EC Miechowice. Aktualnie na terenie Bytomia zlokalizowane są małe, lokalne źródła wytwarzania energii elektrycznej.

Na mapie ujętej w części graficznej opracowania „System elektroenergetyczny i tereny rozwoju miasta” przedstawiono istniejącą infrastrukturę elektroenergetyczną zasilającą odbiorców z obszaru miasta Bytomia.

Poniżej przedstawiono ogólną charakterystykę systemu elektroenergetycznego w mieście.

6.2 Charakterystyka przedsiębiorstw energetycznych

Infrastruktura elektroenergetyczna na obszarze Bytomia jest własnością następujących przedsiębiorstw energetycznych:

- ➔ Fortum Silesia S.A. – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej (w 2019 r. turbozespół TG1 w EC Miechowice został odstawiony do rezerwy);
- ➔ Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej;
- ➔ Eko-Energia S.C. Henryk Stolarczyk - Henryk Węgrzyn – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej;
- ➔ Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – w zakresie linii przesyłowych najwyższych napięć;
- ➔ TAURON Dystrybucja S.A. – w zakresie dystrybucji energii elektrycznej;
- ➔ Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. – w zakresie stacji WN/SN i SN/nN oraz linii średniego i niskiego napięcia;
- ➔ PKP Energetyka S.A. Zachodni Rejon Dystrybucji – w zakresie stacji SN/nN oraz linii średniego i niskiego napięcia;
- ➔ Terawat Dystrybucja Sp. z o.o. – w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej

Do 2018 r. największym wytwórcą energii elektrycznej na obszarze miasta Bytom było przedsiębiorstwo **Fortum Silesia S.A.** z siedzibą w Zabrze. Przedsiębiorstwo posiada koncesję Nr WEE/16782/1257/W/OKA/2018/CW na wytwarzanie energii elektrycznej, ważną do dnia 31 grudnia 2030 r. Koncesja dotyczy wytwarzania energii elektrycznej w dwóch źródłach kogeneracyjnych zlokalizowanych w Zabrze oraz w EC Miechowice eksploatowanej na terenie Bytomia. Zakład przyłączony jest do sieci elektroenergetycznej lokalnego Operatora Dystrybucyjnego, tj. TAURON Dystrybucja S.A.

Zgodnie z informacją otrzymaną od Fortum Silesia S.A. turbozespół TG1 oraz kotły z nim współpracujące zostały w marcu 2019 r. odstawione do rezerwy. W związku z powyższym przedsiębiorstwo nie prowadzi już działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej na terenie Bytomia.

Działalność koncesjonowaną w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terenie Bytomia prowadzi również spółka **Eko-Energia S.C. Henryk Stolarczyk - Henryk Węgrzyn** z siedzibą w Jaworznie, przy ul. J. Matejki 19. Koncesja została wymienionemu przedsiębiorcy wydana na okres od 25 maja 2006 r. do 31 grudnia 2025 r. Eko Energia zajmuje się eksploatacją instalacji odzysku gazu wysypiskowego na terenie składowiska odpadów komunalnych w Bytomiu z wykorzystaniem trzech zespołów prądowórczych o łącznej mocy zainstalowanej 0,6 MW.

Podmiotem działającym w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biogazu jest także **Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.** z siedzibą w Bytomiu, przy pl. Tadeusza Kościuszki 11. Przedsiębiorstwo eksploatuje oczyszczalnię ścieków wraz z instalacją odzysku i energetycznego wykorzystania biogazu.

Do sieci TAURON Dystrybucja S.A. na terenie Bytomia przyłączone są źródła wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii:

- instalacje OZE o łącznej mocy 0,5 MW (produkcja energii dla zasilania systemu dystrybucyjnego),
- mikroinstalacje fotowoltaiczne (129 szt.) o łącznej mocy ok. 1,1 MW (produkcja energii na potrzeby własne wytwórców).

Powyższe źródła mają znikomy wpływ na system energetyczny miasta Bytomia oraz zasilanie miasta.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej

Spółka **Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.** z siedzibą w Konstancinie-Jeziornej zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16.06.2014 r. została wyznaczona Operatorem Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r. Obszar działania tego operatora systemu przesyłowego został określony, jako wynikający z udzielonej temu przedsiębiorcy koncesji na przesyłanie energii elektrycznej z dnia 15 kwietnia 2004 r. Nr PEE/272/4988/W/2/2004/MS z późn. zm. tj. przesyłanie energii elektrycznej, sieciami własnymi zlokalizowanymi na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej. Koncesja dla PSE S.A. jest ważna do 31 grudnia 2030 r.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej

Na terenie Bytomia działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadzą: TAURON Dystrybucja S.A., PKP Energetyka S.A., Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. oraz Terawat Dystrybucja Sp. z o.o.

TAURON Dystrybucja S.A., z siedzibą w Krakowie przy ul. Podgórskiej 25A, został wyznaczony na podstawie Decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 31 grudnia 2008 r. operatorem systemu dystrybucyjnego na okres od 1 stycznia 2009 r. do 31 grudnia 2025 r. TAURON Dystrybucja S.A. jest jedną z największych spółek w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwo TAURON Dystrybucja S.A. posiada rozbudowaną sieć dystrybucyjną, stanowiącą ok. 25% sieci elektroenergetycznej w kraju. Obszar działania spółki obejmuje prawie 58 tys. km², liczba obsługiwanych klientów wynosi 5,65 mln. Przedsiębiorstwo dostarcza rocznie niemal 50 tys. GWh energii elektrycznej za pośrednictwem linii energetycznych o łącznej długości ok. 238 tys. km.

Obszar działania wymienionego operatora systemu dystrybucyjnego wynika z udzielonej temu przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 16 listopada 1998 r., ważnej do dnia 31 grudnia 2025 r., obejmującej przedmiot działalności, który stanowi działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych m.in. na terenie Miasta Bytom, sieciami o napięciach: 110 kV, 20 kV, 6 kV oraz sieciami niskiego napięcia.

Funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarach związanych z zasilaniem obiektów kolejowych pełni **PKP Energetyka S.A.** Posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS ważną do 31 grudnia 2030 r. PKP Energetyka została wyznaczona na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej tj. dystrybucja energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

Omawiane przedsiębiorstwo energetyczne posiada własną sieć przesyłowo-rozdzielczą z liniami elektroenergetycznymi średniego i niskiego napięcia, stacjami transformatorowymi, a przede wszystkim podstacjami zasilającymi trakcję kolejową, której zasilanie jest jednym z podstawowych celów spółki prowadzącej działalność na obszarze całego kraju. W wymienionej spółce działalnością w zakresie dystrybucji zajmuje się Zachodni Rejon Dystrybucji z siedzibą we Wrocławiu.

Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. z siedzibą w Bytomiu przy ul. Strzelców Bytomskich nr 207 prowadzi działalność na podstawie koncesji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 23 listopada 2011 r., ważnej do dnia 31 grudnia 2030 r. Wymieniony podmiot został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 3 kwietnia 2012 r. na okres od 1 czerwca 2012 r. do 31 grudnia 2030 r. Obszar działania wymienionego operatora systemu dystrybucyjnego wynika z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej Nr DEE/293/1493/W/2/2011/BT, tj. dystrybucja energii elektrycznej sieciami średniego i ni-

skiego napięcia, zlokalizowanymi na terenie następujących gmin województwa śląskiego: Bytom, Czerwionka-Leszczyny, Katowice, Zabrze i Sosnowiec.

Terawat Dystrybucja Sp. z o.o. został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego na okres od 1.07.2013 r. do 31.12.2022 r. Przedsiębiorstwo prowadzi działalność na terenie Bytomia na podstawie koncesji z dnia 11 marca 2020 r. polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych w obrębie:

- kompleksu usługowo-handlowego Bytom Square przy ul. Wrocławskiej w Bytomiu oraz w jego bezpośrednim sąsiedztwie,
- kompleksu usługowo-handlowego Stary Stadion przy ul. Narutowicza / Strzelców Bytomskich w Bytomiu

za pomocą sieci średniego i niskiego napięcia oraz stacji transformatorowej SN/nN.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną

Aktualne listy sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli z poszczególnymi Operatorami Systemów Dystrybucyjnych umowy na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umieszczane są na stronach internetowych każdego z Operatorów. Obecnie liczba sprzedawców energii elektrycznej na poszczególnych obszarach dystrybucji wynosi:

- ➔ TAURON Dystrybucja S.A. – ok. 170 podmiotów / www.auron-dystrybucja.pl;
- ➔ PKP Energetyka S.A. – 93 podmioty / www.pkpenergetyka.pl;
- ➔ SRK S.A. – 3 podmioty / www.srk.com.pl;
- ➔ TERAWAT Dystrybucja Sp. z o.o. – 30 podmiotów / www.terawat.pl.

6.3 System zasilania miasta

Do zasadniczych elementów infrastruktury technicznej związanej z zasilaniem danego obszaru w energię elektryczną należy zaliczyć: podsystem wytwarzania energii elektrycznej, podsystem przesyłu energii elektrycznej oraz podsystem dystrybucji energii elektrycznej. W niniejszym rozdziale przedstawiono charakterystykę poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego na obszarze miasta Bytomia.

6.3.1 Źródła wytwórcze

Na obszarze miasta do 2018 r. funkcjonował znaczący zakład wytwórczy, pozostający we władaniu spółki Fortum Silesia S.A. (dawniej Fortum Bytom S.A.), tj. **Elektrociepłownia „Miechowice”**. Zgodnie z informacją przekazaną przez Fortum Silesia S.A. pracujący w EC Miechowice turbozespół TG1 oraz dwa kotły OP-130 z nim współpracujące zostały w marcu 2019 r. odstawione do rezerwy. Kotły energetyczne OP-130 są objęte derogacją ciepłowniczą, która obowiązuje do 31.12.2022 r. Po tym terminie przewidywane jest ich trwałe wyłączenie z eksploatacji.

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę energetyczną zakładu według stanu na 2018 i 2019 rok.

Tabela 6-1 Charakterystyka energetyczna EC Miechowice – stan za 2018 i 2019 r.

| Wyszczególnienie | 2018 | 2019 | Uwagi |
|--|-------------|------------|--|
| Liczba kotłów energetycznych | 3 | 2 | Kotły energetyczne OP-130 – w rezerwie od 03. 2019 r. |
| Wydajność znamionowa kotłów energetycznych | 375 t/h | 260 t/h | |
| Moc osiągalna kotłów energetycznych | 265,5 MW | 173,5 MW | |
| Liczba turbozespołów | 1 | 1 | Turbozespół TG1 – w rezerwie od 03. 2019 r. nie jest eksploatowany |
| Moc osiągalna elektryczna brutto | 55 MW | 55 MW | |
| Produkcja energii elektrycznej | 120 105 MWh | 46 336 MWh | |

Źródło: Fortum Silesia S.A.

Szczegółowa charakterystyka źródła wraz z określeniem uwarunkowań środowiskowych została przedstawiona w rozdz. 4.2.2.

Z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym elektrociepłownia połączona jest dwutorową linią 110 kV (własność TAURON Dystrybucja S.A.) łączącą rozdzielnię elektroenergetyczną elektrociepłowni 110 kV z GSZ Rokitnica.

Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. eksploatuje Oczyszczalnię Ścieków Centralna, na której zabudowano instalację do wytwarzania biogazu o deklarowanej średniorocznej produkcji 895 000 m³/rok. Wytworzony biogaz służy m.in. do napędu dwóch zespołów prądotwórczych produkcji czeskiej firmy Tedom: Cento T200 Sp Bio o znamionowej mocy elektrycznej 200 kW każdy. Zainstalowane urządzenia pozwalają wyprodukować rocznie ok. 1800 MWh energii elektrycznej, z czego ok. 90% zużywanych jest na potrzeby własne oczyszczalni, zaś ok. 130 MWh sprzedawanych jest do sieci Operatora Systemu Dystrybucyjnego. W latach 2020-2025 planowana jest modernizacja instalacji.

Przedsiębiorstwo energetyczne **Eko-Energia S.C. Henryk Stolarczyk - Henryk Węgrzyn** z siedzibą w Jaworznie przy ul. J. Matejki 19 eksploatuje zlokalizowaną na wysypisku odpadów komunalnych w Bytomiu instalację odzysku gazu wysypiskowego, w której odzyskuje się ok. 1,8 mln m³/rok gazu wysypiskowego, zużywanego do napędu trzech zespołów prądotwórczych o łącznej mocy zainstalowanej 0,6 MW. Wymieniona instalacja została uruchomiona 30 czerwca 2006 r. W latach 2006-2013 wielkość produkcji kształtowała się jak w poniższej tabeli. Przedsiębiorstwo nie udzieliło informacji odnośnie aktualnej produkcji energii w instalacji.

Tabela 6-2 Roczna produkcja energii elektrycznej w instalacji Eko Energia w latach 2006-2013

| | | | | | | | | |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Rok: | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Produkcja [MWh] | 524 | 1368 | 2542 | 1970 | 1397 | 1576 | 1253 | 1590* |
| *) - wielkość przewidywana | | | | | | | | |

Źródło: Eko Energia S.C. Henryk Stolarczyk-Henryk Węgrzyn

Jak widać roczny wolumen wytworzonej energii elektrycznej nie jest wielkością stabilną i podlega wahaniom proporcjonalnym do ilości energii chemicznej zawartej w gazie uzyskanym z wysypiska.

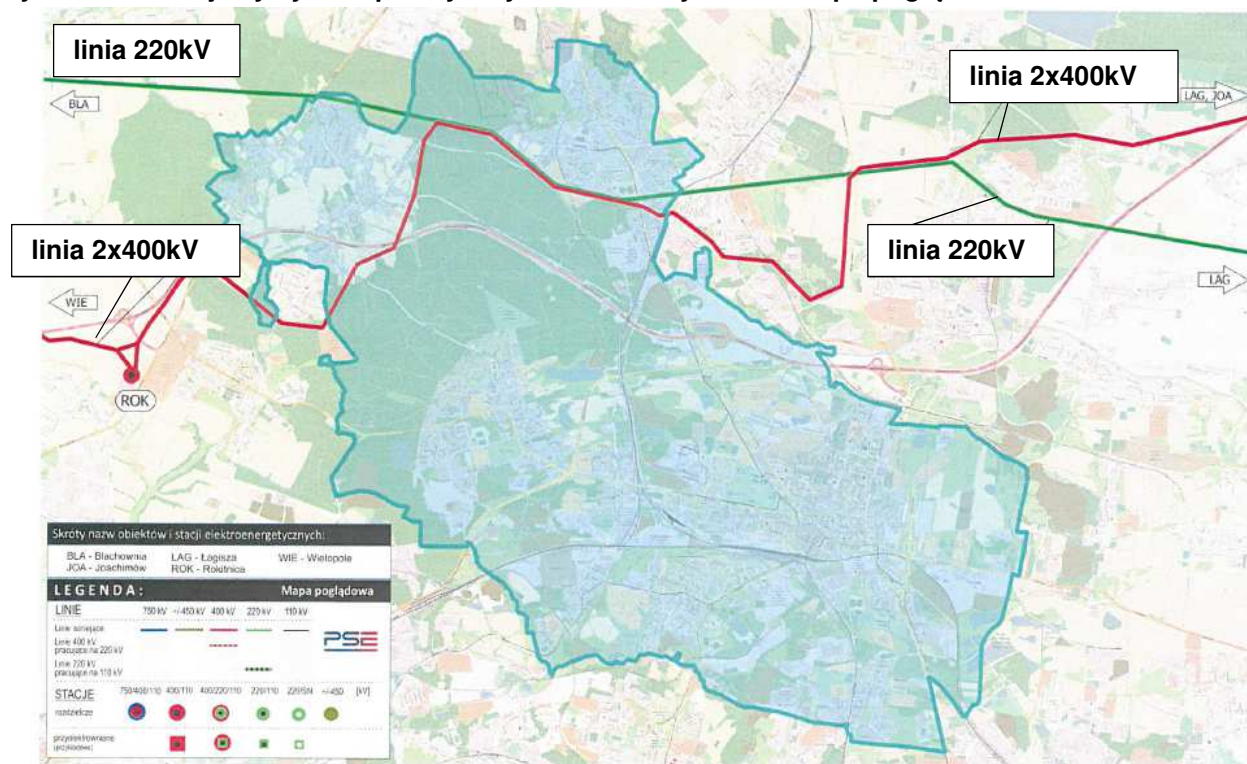
6.3.2 System przesyłowy

Na obszarze Miasta Bytomia zlokalizowane są następujące obiekty elektroenergetyczne będące własnością PSE S.A.:

- ➔ linia 400 kV relacji Wielopole - Joachimów, Rokitnica - Łagisza (linia dwutorowa),
- ➔ linia 220 kV relacji Blachownia - Łagisza.

Główną rolę w zasilaniu obszaru miasta Bytomia z Krajowego Systemu Przesyłowego odgrywa stacja 400kV/110kV GSZ ROK (Rokitnica), zlokalizowana w Zabrze, przy ul. Witosa 15, tj. w odległości nieco ponad 3 km od zachodniej granicy miasta. Wymieniona stacja jest punktem połączenia systemu przesyłowego NN z siecią rozdzielczą WN, której właścicielem jest TAURON Dystrybucja S.A.

Rysunek 6-1 Krajowy system przesyłowy na terenie Bytomia – mapa poglądowa



Rys. Schemat sieci przesyłowej na obszarze Gminy Bytom

Źródło: PSE S.A.

6.3.3 System dystrybucyjny – linie WN i stacje GPZ

Sieć elektroenergetyczna 110 kV (napowietrzna) łącząca stacje WN/SN obsługiwana jest przez przedsiębiorstwo TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach i pracuje w układzie zamkniętym. W związku z tym w przypadkach awaryjnych istnieje możliwość wzajemnego rezerwowania stacji WN/SN. Istniejące powiązania sieci na średnim napięciu pomiędzy stacjami transformatorowymi WN/SN mogą być również odpowiednio konfigurowane w zależności od układu awaryjnego sieci.

Przez teren Miasta Bytomia przechodzą napowietrzne linie elektroenergetyczne 110 kV dwutorowe, będące własnością i w eksploatacji TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach, następujących relacji:

- Bolko - Rozalia z odczepem do SE Pogoda,
- Dymitrow - Bolko,
- Karol - Łagiewniki,
- Huta Pokój - Piaśniki,
- Łagiewniki - Chorzów,
- Miechowice - Powstańców,
- Miechowice - Radzionków z odczepem do Kopalni Bobrek,
- Miechowice - Rokitnica 1,
- Miechowice - Rokitnica 2,
- Miechowice - Szombierki 1,
- Miechowice - Szombierki 2 z odczepem do Kopalni Szombierki,
- Miechowice - Wierzbowa,
- Powstańców - Tarnowskie Góry,
- Piaśniki - Chorzów,
- Radzionków - Julian z odczepem do SE Pogoda,
- Szombierki - Dymitrow,
- Zabrze - Szombierki,
- Zabrze - Miechowice,
- Wierzbowa - Miasteczko.

Ogółem, na obszarze Bytomia, TAURON Dystrybucja S.A. eksploatuje 64,34 km elektroenergetycznych linii napowietrznych WN 110 kV. Od 2013 r. nastąpił niemal 6 km przyrost długości sieci WN 110 kV na terenie Bytomia (2013 r. - 58,5 km).

Zasilanie odbiorców z terenu miasta odbywa się za pośrednictwem 8 stacji napowietrznych GPZ na poziomie napięcia 110 kV, będących własnością TAURON Dystrybucja S.A., których zestawienie przedstawiono w poniższej tabeli. Stacje posiadają możliwość zasilania drugostronnego na poziomie napięcia 110 kV.

Tabela 6-3 Zestawienie stacji GPZ 110 kV / SN

| GPZ | Lokalizacja | Moc transformatorów | Uwagi |
|--|-------------------------------|------------------------------|---------------------|
| Lokalizacja na terenie miasta | | | |
| GPZ Powstańców (PWT) 110/20/6 kV | dawna KWK Powstańców Śląskich | 2x 25/16/16 MVA | stacja napowietrzna |
| GPZ Bolko (BKO) 110/20/6 kV | ul. Kruszcowa / ul. Cybisa | 25/16/16 MVA 16/10/10 MVA | |
| GPZ Łagiewniki (LGW) 110/20/6 kV | ul. Fabryczna | 2x 25/16/16 MVA | stacja wewnętrzna |
| GPZ Wierzbowa (WBA) 110/20/6 kV | ul. Wierzbowa | 2 x 16/10/10 MVA | stacja napowietrzna |
| GPZ Szombierki (SZB) 110/6 kV | ul. Czerwonych Kosynierów | 2x 25 MVA 32/16/16 MVA | stacja wewnętrzna |
| GPZ Pogoda (POG) 110/6 kV | ul. Kochanowskiego | 25 MVA 16 MVA | stacja napowietrzna |
| Lokalizacja poza terenem miasta | | | |
| GPZ Grzybowice (GRB) 110/20 kV | Zabrze | bd | |
| GPZ Radzionków (RDK) 110/20/6 kV | Radzionków | bd | |

Stan techniczny wyżej opisanej infrastruktury dystrybucyjnej WN, będącej własnością TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach został oceniony przez eksploatatora jako dobry.

Na rozpatrywanym obszarze występują również elektroenergetyczne stacje abonenckie WN/SN będące własnością odbiorców, jak np. GPZ „Dymitrow” 110/6 kV - stacja napowietrzna zlokalizowana przy ul. Łużyckiej, na terenie KWK „Centrum”, która w 2015 r. została postawiona w stan likwidacji i weszła w struktury Spółki Restrukturyzacji Kopalń.

6.3.4 System dystrybucyjny - linie SN i stacje transformatorowe

W układzie normalnym zasilanie odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Bytomia odbywa się na średnim napięciu 6 i 20 kV liniami napowietrznymi i kablowymi oraz sieciami niskiego napięcia.

Na terenie miasta Bytomia zlokalizowane są istniejące oraz będące własnością i pozostające w eksploatacji TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach:

- linie napowietrzne i kablowe średniego napięcia (SN) 6 i 20 kV,
- linie napowietrzne i kablowe niskiego napięcia (nN),
- stacje transformatorowe SN/nN,
- linie napowietrzne i kablowe oświetlenia ulicznego niskiego napięcia (nN).

System dystrybucji energii elektrycznej na terenie miasta funkcjonuje na dwóch poziomach średniego napięcia tj. 20 kV i 6 kV. W poniższej tabeli zestawiono długości linii napowietrznych i kablowych SN i nN zlokalizowanych na terenie Miasta Bytomia i będących własnością TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach.

Tabela 6-4 Długość linii elektroenergetycznych SN i nN w systemie dystrybucyjnym Miasta Bytomia

| L.p. | Wyszczególnienie | Długość linii [km] | |
|------|--|--------------------|--------------------|
| | | stan na 07.2013 r. | stan na 01.2020 r. |
| | ogółem: | 1277,69 | 1349,13 |
| 1 | linie napowietrzne niskiego napięcia (nN do 1 kV) | 214,91 | 205,94 |
| 2 | linie kablowe niskiego napięcia (nN do 1 kV) | 350,06 | 376,05 |
| 3 | linie napowietrzne niskiego napięcia oświetlenia ulicznego | 84,32 | 83,40 |
| 4 | linie kablowe niskiego napięcia oświetlenia ulicznego | 261,98 | 265,11 |
| 5 | linie napowietrzne średniego napięcia (SN) | 11,34 | 10,68 |
| 6 | linie kablowe średniego napięcia (SN) | 355,08 | 343,61 |

Źródło: TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach

Stan techniczny linii SN, nN oraz stacji transformatorowych SN/nN zlokalizowanych na terenie Miasta Bytomia, a stanowiących własność TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach, eksploatator ocenia jako dobry.

W latach 2013-2019 TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach przeprowadził na terenie Bytomia szereg działań inwestycyjnych związanych z rozbudową i modernizacją istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej (m.in. modernizacja stacji transformatorowych SN/nN, budowa i modernizacja linii elektroenergetycznych SN oraz nN napowietrznych i kablowych, przyłączanie nowych odbiorców).

PKP Energetyka S.A. Zachodni Rejon Dystrybucji eksploatuje na terenie Miasta Bytomia następujące linie elektroenergetyczne:

kable energetyczne SN 6 KV pomiędzy stacjami energetycznymi ST 1 ST 2 w stacji PKP Bytom, przebiegające na terenie kolejowym;

sieć trakcyjną na poszczególnych liniach kolejowych 131,132 przebiegających na terenie Miasta Bytomia;

sieć dystrybucyjną nN. na poszczególnych stacjach kolejowych na terenie Miasta Bytomia: stacja PKP Bytom, stacja PKP Bytom Bobrek, stacja PKP Bytom Karb, stacja PKP Bytom Północ.

Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. eksploatuje sieć elektroenergetyczną 6 kV i nN, zasilając również odbiorców zewnętrznych na podstawie posiadanej koncesji na dystrybucję energii.

6.4 Odbiorcy i zużycie energii elektrycznej

Na obszarze Bytomia nie występują odbiorcy energii elektrycznej zasilani z poziomu NN. Odbiorcy zaopatrywani są w energię elektryczną poprzez sieć rozdzielczą elektroenergetyczną pozostającą na majątku i w eksploatacji spółki dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A.

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na terenie Bytomia są zakłady górnicze, w szczególności należąca do przedsiębiorstwa Węglokoks Kraj Sp. z o.o. - KWK Bobrek-Piekary Ruch Bobrek. Zapotrzebowanie na energię elektryczną kopalni pokrywane jest głównie z sieci rozdzielczej WN, za pośrednictwem stacji GPZ 110/6 kV, stanowiących własność ww. przedsiębiorstwa.

Pozostali odbiorcy energii elektrycznej na obszarze Bytomia zaopatrywani są głównie z sieci rozdzielczej SN i nN TAURON Dystrybucja S.A. Ogólną charakterystykę tych odbiorców przedstawiono poniżej.

W tabelach przedstawiono liczbę odbiorców energii elektrycznej zlokalizowanych na terenie Bytomia w podziale według grup taryfowych oraz wielkość rocznego zużycia energii elektrycznej w mieście przez poszczególne grupy odbiorców. Dane obejmują odbiorców energii elektrycznej, którzy zawarli umowy kompleksowe i rozdzielone z firmą TAURON Dystrybucja S.A.

Tabela 6-5 Liczba odbiorców energii elektrycznej w Bytomiu – dane za lata 2012-2018

| Rok: | Liczba odbiorców energii elektrycznej - wg poziomów napięć (grup taryfowych) | | | Razem |
|------|--|------------------|------------------------|--------|
| | WN (taryfa A) | SN (taryfa B) | nN (taryfa C, G, R) | |
| 2012 | 4 | 65 | 79 032 | 79 101 |
| 2013 | 4 | 67 | 79 326 | 79 397 |
| 2014 | 4 | 67 | 78 990 | 79 061 |
| 2015 | 4 | 67 | 78 966 | 79 037 |
| 2016 | 5 | 71 | 79 033 | 79 109 |
| 2017 | 5 | 74 | 78 567 | 78 646 |
| 2018 | 5 | 78 | 78 101 | 78 184 |

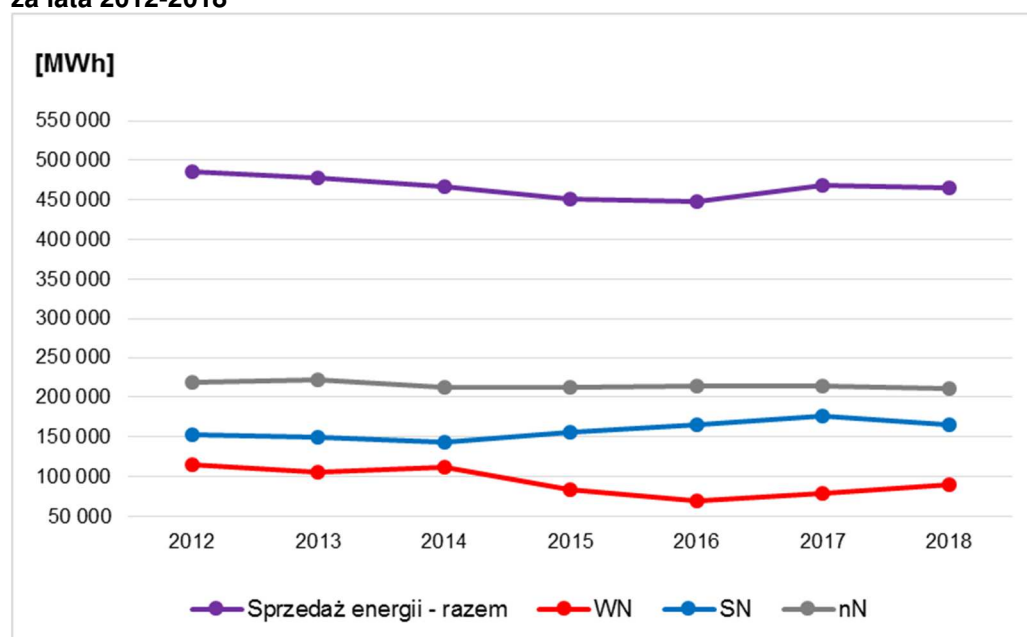
Źródło: TAURON Dystrybucja S.A.

Tabela 6-6 Zużycie energii elektrycznej w Bytomiu – dane za lata 2012-2018

| Rok: | Zużycie na energii elektrycznej [MWh]- wg poziomów napięć (grup taryfowych) | | | Razem |
|------|---|------------------|------------------------|-----------|
| | WN (taryfa A) | SN (taryfa B) | nN (taryfa C, G, R) | |
| 2012 | 114 533,5 | 152 453,7 | 218 700,2 | 485 687,4 |
| 2013 | 106 189,5 | 149 727,4 | 221 795,4 | 477 712,3 |
| 2014 | 111 875,9 | 143 159,2 | 211 934,7 | 466 969,8 |
| 2015 | 83 351,0 | 156 200,9 | 212 328,8 | 451 880,7 |
| 2016 | 69 327,5 | 164 756,4 | 214 048,6 | 448 132,5 |
| 2017 | 78 539,1 | 175 859,9 | 213 889,7 | 468 288,7 |
| 2018 | 89 384,0 | 166 097,0 | 210 524,2 | 466 005,2 |

Źródło: TAURON Dystrybucja S.A.

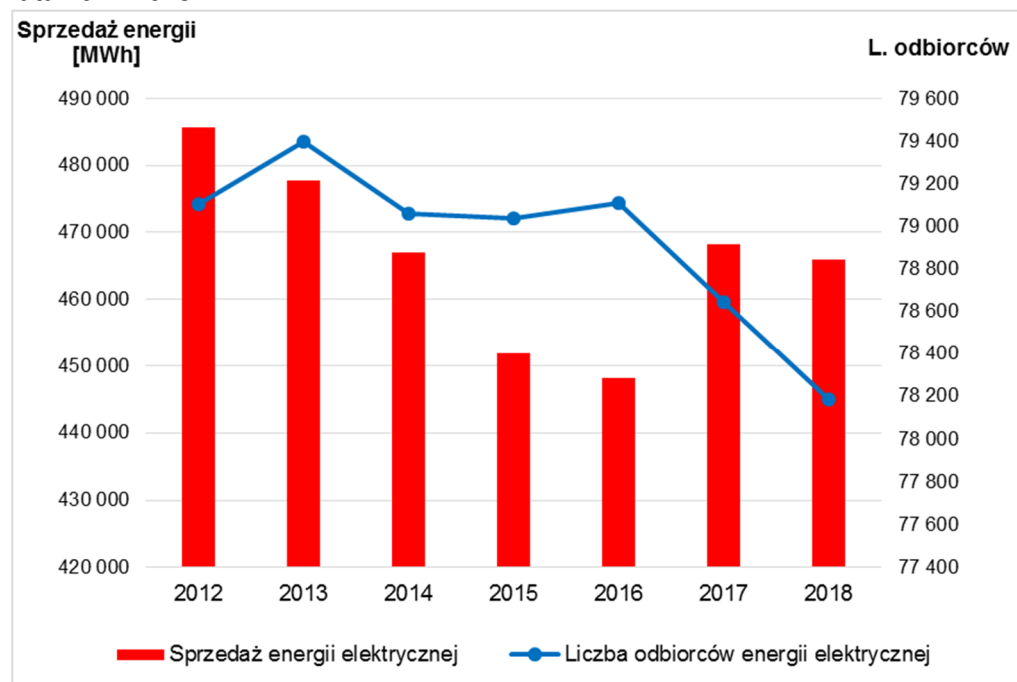
Powyższe dane przedstawiono graficznie na wykresach poniżej.

Wykres 6-1 Zużycie energii elektrycznej na terenie Bytomia na poszczególnych poziomach napięć – za lata 2012-2018


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TAURON Dystrybucja S.A.

Na wykresie powyżej przedstawiono zmiany zużycia energii elektrycznej na poszczególnych poziomach napięcia w latach 2012-2018. Wg stanu na 2018 r., odbiorcy przyłączeni na wysokim napięciu (WN) zużywają około 20% całkowitego wolumenu energii elektrycznej konsumowanej na obszarze miasta Bytomia, natomiast udział konsumpcji energii przez odbiorców przyłączonych na średnim napięciu wynosi ok. 35%. Za największy stopień wykorzystania energii elektrycznej w Bytomiu odpowiadają odbiorcy na niskim napięciu (45%).

Wykres 6-2 Poziom sprzedaży energii elektrycznej oraz liczba odbiorców z terenu Bytomia – dane za lata 2012-2018

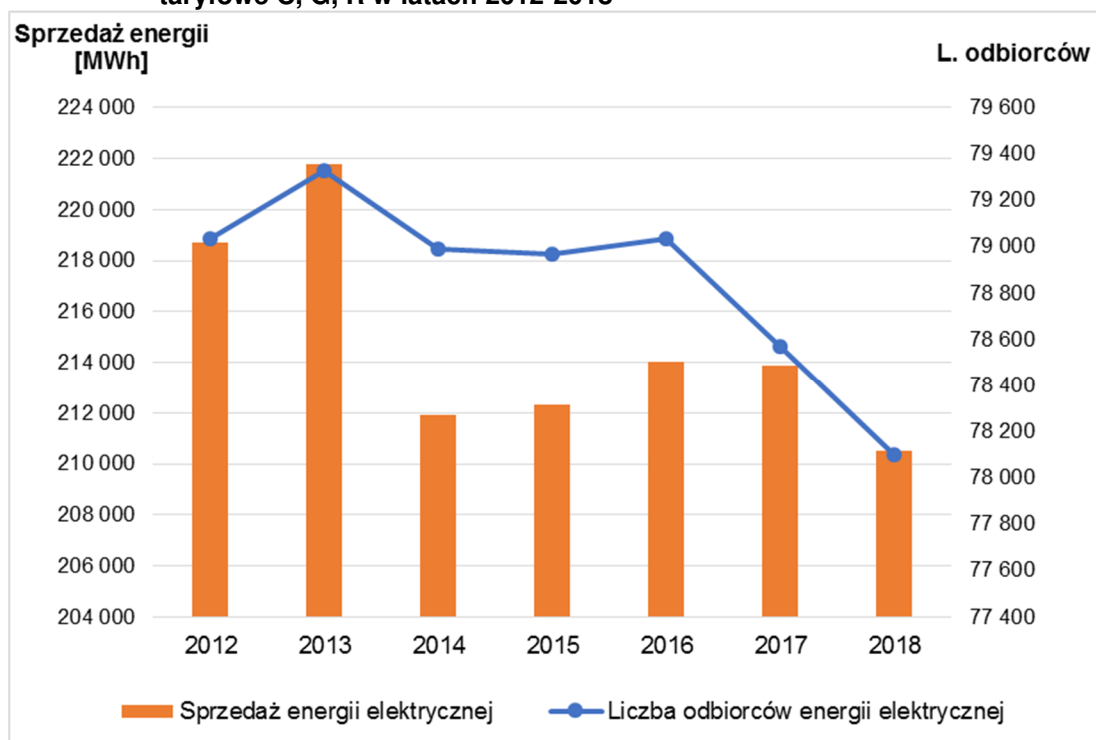


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TAURON Dystrybucja S.A.

Obecnie rząd wielkości zużycia energii elektrycznej na obszarze miasta Bytomia kształtuje się na poziomie 466 GWh/rok (stan na 2018 r.). Jak wynika z powyższego wykresu zużycie energii elektrycznej w mieście ulega wahaniom. Od 2012 r. sprzedaż energii elektrycznej przez TAURON Dystrybucja S.A. na terenie Bytomia zmniejszyła się o ok. 20 GWh, tj. o 4%. Zgodnie z danymi umieszczonymi powyżej liczba odbiorców energii elektrycznej również wykazuje tendencję spadkową - od 2012 r. nastąpiło zmniejszenie liczby odbiorców na poziomie 1,2%.

Ważną grupę odbiorców stanowią gospodarstwa domowe, zużywające ok. 30% całkowitego wolumenu zużywanej energii elektrycznej w Bytomiu. Na kolejnym wykresie przedstawiono charakterystykę grupy odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia (w tym ok. 90% odbiorców stanowią gospodarstwa domowe) – zmiany liczby odbiorców oraz wykorzystania energii elektrycznej w latach 2012-2018.

Wykres 6-3 Poziom sprzedaży energii elektrycznej oraz liczba odbiorców na niskim napięciu – grupy taryfowe C, G, R w latach 2012-2018

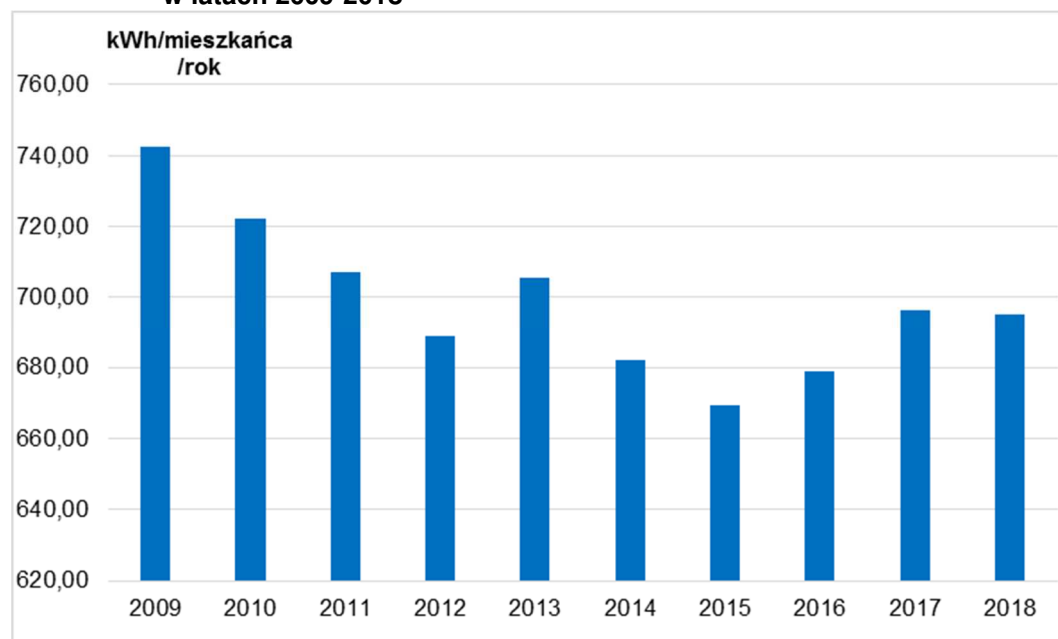


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TAURON Dystrybucja S.A.

Jak wskazują dane przedstawione na wykresie, zauważalna jest tendencja spadkowa zarówno w przypadku zapotrzebowania na energię elektryczną, jak i liczby odbiorców energii z poziomu niskiego napięcia. Biorąc pod uwagę systematyczny spadek liczby ludności z obszaru miasta, dane wskazujące na malejące zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz spadek liczby odbiorców są uzasadnione.

Ciekawą wielkością jest poziom zużycia energii elektrycznej w sektorze gospodarstw domowych w przeliczeniu na jednego mieszkańca, co na podstawie danych z GUSu za lata 2009-2018 zobrazowano na poniższym wykresie. Widoczna jest tendencja spadkowa jednostkowego zużycia energii przez gospodarstwa domowe, co może wynikać z większej świadomości społeczeństwa w zakresie racjonalizacji wykorzystania energii oraz coraz częściej stosowanych energooszczędnych urządzeń gospodarstwa domowego i oświetlenia.

Wykres 6-4 Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych na jednego mieszkańca w latach 2009-2018



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

6.5 Sieci oświetlenia drogowego

Oświetlenie ulic jest bardzo ważnym elementem infrastruktury miejskiej i zajmuje znaczącą pozycję w budżecie. Zadania własne gminy w zakresie oświetlenia reguluje Art. 18 ust. 1 pkt 2) i pkt 3) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2020 r., poz. 833 ze zm.), zgodnie z którym do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną należy planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie gminy.

Na terenie Miasta Bytomia zainstalowanych jest łącznie 10 500 szt. opraw (w 2013 r. – 9860 szt.) stanowiących majątek TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach oraz Gminy Bytom. Są to w głównej mierze oprawy sodowe (73,5%) o mocach od 70W do 150W, jednak znaczny udział stanowią także energooszczędne oprawy LED (26%). Łączna moc opraw na terenie miasta wynosi 0,9 MW. Roczne zużycie energii elektrycznej na cele oświetlenia ulicznego miasta Bytomia wynosi 6506 MWh (stan za 2019 r.). W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę punktów oświetleniowych zlokalizowanych na terenie Bytomia.

Tabela 6-7 Charakterystyka punktów oświetleniowych – miasto Bytom

| Lp. | Typ źródła | Ilość lamp [szt.] – stan aktualny | Moc punktów oświetleniowych [W] | |
|-------------------------|------------------|--------------------------------------|---------------------------------|---------|
| | | | 2013 | 2019 |
| Tauron Dystrybucja S.A. | | | | |
| 1 | Sodowa | 7 564 | 862 380 | 788 300 |
| 2 | LED | 6 | - | 1 000 |
| 3 | Metalohalogenowa | 12 | - | 1 500 |

| Lp. | Typ źródła | Ilość lamp [szt.] – stan aktualny | Moc punktów oświetleniowych [W] | |
|-------------|------------|--------------------------------------|---------------------------------|---------|
| | | | 2013 | 2019 |
| Gmina Bytom | | | | |
| 1 | Sodowa | 158 | 293 530 | 17 460 |
| 2 | LED | 2 744 | - | 98 800 |
| 3 | Kompaktowa | 16 | 5 800 | 400 |
| Sumarycznie | | 10 500 | 1 161 710 | 907 460 |

Źródło: Miejski Zarząd Dróg i Mostów w Bytomiu

Na podstawie umowy eksploatacyjnej prowadzeniem ruchu i utrzymaniem oświetlenia należącego do TAURON Dystrybucja S.A. oraz Gminy Bytom zajmuje się TAURON Dystrybucja Serwis S.A. Oddział w Gliwicach.

W latach 2013-2020 wymieniono 2504 szt. opraw należących do Gminy Bytom na oprawy LED, co przyczyniło się do zmniejszenia zapotrzebowania mocy o ok. 240 kW.

Zgodnie z informacją przekazaną przez MZDiM w Bytomiu w latach 2020-2021 planowana jest modernizacja 7506 szt. opraw należących do TAURON Dystrybucja S.A.

6.6 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Zasadnicze zamierzenia inwestycyjne w zakresie rozwoju i modernizacji Krajowego Systemu Przesyłowego określa „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030” opracowany przez **PSE S.A.** i uzgodniony z Prezesem URE. Zgodnie z wymienionym dokumentem PSE S.A. nie przewiduje na obszarze Bytomia budowy nowych lub modernizacji istniejących obiektów elektroenergetycznych najwyższych napięć. Jednakże w latach 2019-2026 przewidywana jest rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Rokitnica, zlokalizowanej w Zabrze i zasilającej miasto Bytom.

Plan rozwoju TAURON Dystrybucja S.A. na najbliższe lata obejmuje zamierzenia inwestycyjne zarówno w zakresie modernizacji sieci, jak również w zakresie przyłączy nowych odbiorców.

W zakresie modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej w planie ujęto między innymi: niezbędną modernizację stacji transformatorowych WN/SN, modernizację linii napowietrznych i kablowych SN, modernizację stacji transformatorowych SN/nN, jak również przedsięwzięcia dotyczące modernizacji elektroenergetycznych linii kablowych i napowietrznych nN. Przewidywana jest także budowa nowych linii SN i nN.

Aktualny Plan rozwoju przedsiębiorstwa **PKP Energetyka S.A.** nie obejmuje zadań inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej na terenie Gminy Miejskiej Bytom.

Instalacja odzysku biogazu z układem kogeneracyjnym na Oczyszczalni Ścieków **Bytomskiego Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o.** została wybudowana i uruchomiona w 2004 roku. W 2012 r. została poddana gruntownej modernizacji i rozbudowie, która polegała głównie na wymianie starych jednostek kogeneracyjnych o mocy 180 kW_e i 200 kW,

na nowe zespoły kogeneracyjne produkcji Tedom. Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne planuje dalszy rozwój instalacji, polegający na zabudowie nowych agregatów prądotwórczych oraz montażu instalacji fotowoltaicznej. Realizację wskazanych inwestycji przewiduje się na 2020 r.

6.7 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną

Na terenie miasta aktualnie nie występują znaczące źródła wytwarzania energii elektrycznej. Urządzenia wytwórcze w należącej do Fortum Silesia S.A. - EC Miechowice – zostały oddane do rezerwy i nie są eksploatowane od marca 2019 r. Działalność pozostałych źródeł ma charakter lokalny i nie ma znaczącego wpływu na zasilanie miasta Bytomia. Elektroenergetyczne systemy dystrybucyjne na obszarze miasta Bytomia są powiązane z Krajowym Systemem Przesyłowym w pobliskiej stacji elektroenergetycznej 400/110 kV Rokitnica, zlokalizowanej na terenie Zabrza.

Zasilanie większości odbiorców na obszarze miasta odbywa się z sieci rozdzielczej 110 kV eksploatowanej przez TAURON Dystrybucja S.A. Stan techniczny linii 110 kV i głównych punktów zasilania (GPZ) został generalnie oceniony przez eksploatatora jako dobry. Sieć elektroenergetyczna 110 kV pracuje w układzie zamkniętym, w związku z czym w przypadkach awaryjnych istnieje możliwość drugostronnego zasilania poszczególnych GPZ-ów. Ponadto istnieją również powiązania sieci na średnim napięciu między stacjami transformatorowymi, które mogą być odpowiednio konfigurowane w zależności od stanu awaryjnego sieci.

W centrum miasta sieci średniego i niskiego napięcia są wykonane jako kablowe i ich stan techniczny jest dobry. Natomiast sieci napowietrzne średniego i niskiego napięcia występujące głównie na obrzeżach miasta w wielu miejscach wymagają modernizacji. Należy również wspomnieć, że sieci napowietrzne w dużym stopniu narażone są na uszkodzenia w wyniku działania sił przyrody. W celu zwiększenia bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną odbiorców z terenu miasta zasadnym wydaje się być dążenie do pełnego stworzenia układów pętlowych na poziomie średniego napięcia, dających (w przypadku awarii) możliwość dwustronnego zasilania na tym poziomie napięcia.

W ostatnich latach OSD TAURON Dystrybucja zrealizował szereg zadań inwestycyjnych mających na celu poprawę bezpieczeństwa zasilania odbiorców z terenu Bytomia oraz stworzenie warunków do przyłączenia nowych odbiorców. W najbliższych latach przedsiębiorstwo planuje kolejne tego typu działania.

Na podstawie § 41 ust. 3 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2007 nr 93 poz. 623 z późn. zm.) operatorzy systemów dystrybucyjnych zostali zobowiązani do publikacji wskaźników niezawodności zasilania odbiorców. Przedmiotowe wskaźniki za 2019 r. dla obszarów zasilania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych działających na terenie Bytomia, kształtowały się zgodnie z poniższą tabelą.

Tabela 6-8 Wskaźniki niezawodności zasilania za 2019 r.

| Lp. | Wyszczególnienie | Jednostka | PKP ENER- GETYKA S.A. | TAURON DYS- TRYBUCJA S.A. | SRK S.A. | Terawat Dystrybucja sp. z o.o. |
|-----|--|-----------|--------------------------|---------------------------------|----------|--------------------------------------|
| | | | 2019 | 2019 | 2019 | 2019 |
| 1. | Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej (SAIDI - nieplanowane) | min. | 125,15 | 138,68 | 72,89 | 242,65 |
| 2. | Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej z katastrofalnymi (SAIDI – nieplanowane z katastrofalnymi) | min. | 147,56 | 140,49 | 72,89 | 242,65 |
| 3. | Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej długiej i bardzo długiej (SAIDI - planowane) | min. | 28,72 | 40,37 | 4,77 | 282,57 |
| 4. | Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich (SAIFI - nieplanowane) | szt. | 2,40 | 2,41 | 0,23 | 1,57 |
| 5. | Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich z katastrofalnymi (SAIFI - nieplanowane z katastrofalnymi) | szt. | 2,41 | 2,41 | 0,23 | 1,57 |
| 6. | Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw planowych długich i bardzo długich (SAIFI - planowane) | szt. | 0,26 | 0,28 | 0,18 | 2,01 |
| 7. | Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) | szt. | 9,04 | 3,42 | 0,00 | 1,08 |
| 8. | Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (suma WN, SN i nN) | szt. | 48 224 | 5 650 882 | 44 | 567 |

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych operatorów systemów dystrybucyjnych

Przy wyznaczaniu wskaźników uwzględniono następujące definicje, znajdujące się w ww. rozporządzeniu:

➔ SAIDI - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

- ➔ SAIFI - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- ➔ MAIFI - wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczane są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Przerwy planowane są to przerwy wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy nieplanowane to przerwy spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy krótkie to przerwy trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty. Przerwy długie to przerwy trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin. Przerwy bardzo długie to przerwy trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny. Przerwy katastrofalne są to przerwy trwające dłużej niż 24 godziny.

7. Analiza taryf

Analiza cen energii przyjęta w niniejszym rozdziale obejmuje taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE wg stanu na lipiec 2020 roku.

7.1 Taryfy dla ciepła

Na obszarze objętym niniejszym opracowaniem koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie energetyki ciepłej prowadzą:

- ➔ Fortum Silesia S.A. - w zakresie wytwarzania i przesyłu ciepła.
- ➔ Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bytomiu – w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem.
- ➔ U&R CALOR Sp. z o.o. – w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji ciepła.
- ➔ PPHU „ENCo” Sp. z o.o. w Bytomiu – w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji ciepła.

System ciepłowniczy Bytomia zasilany jest głównie z EC Zabrze i EC Miechowice należących do Fortum Bytom S.A. oraz Ciepłowni Radzionków, należącej do PEC Sp. z o.o. Bytom. Przesył i dystrybucję zapewnia PEC Sp. z o.o. Bytom.

Tabela 7-1 podaje zestawienie składników taryfowych za wytwarzanie ciepła i jego przesył dla poszczególnych grup taryfowych. W celu późniejszego porównania kosztów ciepła do ogrzewania pomieszczeń dla przedsiębiorstw energetycznych z innych miast w kraju, w tabeli podano również tzw. „uśredniony koszt ciepła” (w źródle, za przesył oraz łącznie u odbiorcy). Wielkość ta została obliczona przy następujących założeniach:

- ➔ zamówiona moc cieplna 1 MW;
- ➔ statystyczne roczne zużycie ciepła 6 000 GJ;
- ➔ nie uwzględniono ceny nośnika ciepła.

Dla zobrazowania poziomu kosztów ciepła ponoszonych przez odbiorcę za ogrzewanie pomieszczeń, w Tabeli 7-2 zestawiono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z kilku innych miejskich systemów ciepłowniczych na Śląsku.

Koszt ciepła został obliczony wg zasad omówionych powyżej i przy założeniu, że odbiorcy zaopatrywani są w ciepło w postaci ciepłej wody siecią ciepłowniczą sprzedawcy, do węzła cieplnego należącego do odbiorcy, czyli na „wysokim parametrze”.

Wartości w tabelach zestawiono rosnąco wg uśrednionego kosztu łącznie u odbiorcy.

Wartości w tabelach zawierają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

Tabela 7-1 Wyciąg z taryfy dla ciepła, dla przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie Bytomia (w cenach brutto)

| Dystrybucja | Źródło | Grupa odbiorców | | Stawka za moc zamówioną | Cena za ciepło | Uśredniony koszt ciepła w źródle | Opłata za usługi przesyłowe | | Uśredniony koszt za przesył ciepła | Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy |
|--|--|-----------------|--|-------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|---------|------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | | zł/MW/rok | zł/GJ | zł/GJ | stała | zmienna | zł/GJ | zł/GJ |
| Fortum Silesia S.A. | Fortum Silesia S.A. | W | Odbiorcy, którym dostarczane jest ciepło wytworzone w źródłach zlokalizowanych w Zabrze i Bytomiu za pośrednictwem sieci ciepłowniczej. Źródła i sieć ciepłownicza stanowią własność i są eksploatowane przez Fortum Silesia S.A.; nośnik ciepła - gorąca woda | 148 894,16 | 33,28 | 58,10 | 22 147,53 | 4,60 | 8,29 | 66,39 |
| Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Bytomiu | Fortum Silesia S.A. | A1 | Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez FORTUM Silesia S.A. poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Fortum Silesia S.A. oraz poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez PEC Sp. z o.o.; nośnik ciepła -woda | 148 894,16 | 33,28 | 58,10 | 49 228,18 | 16,16 | 24,37 | 82,47 |
| | | A2 | Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez FORTUM Silesia S.A. poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Fortum Silesia S.A. oraz poprzez sieć ciepłowniczą i węzły cieplne eksploatowaną przez PEC Sp. z o.o.; nośnik ciepła -woda | 148 894,16 | 33,28 | 58,10 | 72 001,14 | 24,22 | 36,22 | 94,32 |
| | | A3 | Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez FORTUM Silesia S.A. poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Fortum Silesia S.A. oraz poprzez sieć ciepłowniczą i grupowe węzły cieplne eksploatowaną przez PEC Sp. z o.o.; nośnik ciepła -woda | 148 894,16 | 33,28 | 58,10 | 49 228,18 | 23,71 | 31,92 | 90,02 |
| | | A4 | Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez FORTUM Silesia S.A. poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Fortum Silesia S.A. oraz poprzez sieć ciepłowniczą, grupowe węzły cieplne i zewnętrzne instalację odbiorcze eksploatowane przez PEC Sp. z o.o.; nośnik ciepła -woda | 148 894,16 | 33,28 | 58,10 | 49 228,18 | 26,32 | 34,53 | 92,63 |
| | Ciepłownia Radzionków | B1 | Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez Ciepłownię Radzionków poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez PEC Sp. z o.o.; nośnik ciepła -woda | 148 414,28 | 45,50 | 70,23 | 24 232,11 | 14,71 | 18,75 | 88,98 |
| | | B2 | Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez Ciepłownię Radzionków poprzez sieć ciepłowniczą i węzły cieplne eksploatowaną przez PEC Sp. z o.o.; nośnik ciepła -woda | 148 414,28 | 45,50 | 70,23 | 50 968,06 | 20,97 | 29,47 | 99,70 |
| | | B3 | Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez Ciepłownię Radzionków poprzez sieć ciepłowniczą, grupowe węzły cieplne i zewnętrzne instalację odbiorcze eksploatowane przez PEC Sp. z o.o.; nośnik ciepła -woda | 148 414,28 | 45,50 | 70,23 | 62 421,25 | 24,27 | 34,67 | 104,90 |
| U&R CALOR Sp. z o.o. z siedzibą w Wojkowicach | kotłownia zlokalizowana w Bytomiu przy ul. Siemiano- | B.A | Odbiorcy, do których ciepło dostarczane jest ze źródła ciepła zlokalizowanego w Bytomiu przy ul. Siemianowickiej 98 za pośrednictwem sieci ciepłowniczej. Źródło i sieć są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne | 131 678,06 | 48,71 | 70,65 | 13 685,04 | 4,18 | 6,46 | 77,12 |

| Dystrybucja | Źródło | Grupa odbiorców | | Stawka za moc zamówioną | Cena za ciepło | Uśredniony koszt ciepła w źródle | Opłata za usługi przesyłowe | | Uśredniony koszt za przesył ciepła | Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy |
|----------------------------------|---|-----------------|--|-------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|---------|------------------------------------|--------------------------------------|
| | | | | zł/MW/rok | zł/GJ | zł/GJ | stała | zmienna | zł/GJ | zł/GJ |
| | wickiej 98 | B.D | Odbiorcy, do których ciepło dostarczane jest ze źródła ciepła zlokalizowanego w Bytomiu przy ul. Siemianowickiej 98 za pośrednictwem sieci ciepłowniczej, grupowych węzłów cieplnych oraz zewnętrznych instalacji odbiorczych eksploatowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne | 131 678,06 | 48,71 | 70,65 | 43 833,55 | 9,04 | 16,35 | 87,00 |
| PPHU „ENCo” Sp. z o.o. w Bytomiu | Kotłownia przy ul. Strzelców Bytomskich 127 w Bytomiu | A1.1 | Odbiorcy pobierający ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Bytomiu przy ul. Strzelców Bytomskich 127 bezpośrednio z sieci ciepłowniczej. Źródło ciepła oraz sieć ciepłownicza eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne | 142 812,93 | 53,62 | 77,42 | 13 019,89 | 5,65 | 7,82 | 85,23 |
| | | A1.2 | Odbiorcy pobierający ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Bytomiu przy ul. Strzelców Bytomskich 127, poprzez sieć ciepłowniczą, grupowy węzeł cieplny oraz zewnętrzną instalację odbiorczą. Źródło ciepła, sieć ciepłownicza, grupowy węzeł cieplny oraz zewnętrzna instalacja odbiorcza są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne | 142 812,93 | 53,62 | 77,42 | 42 408,17 | 10,25 | 17,31 | 94,73 |
| | | A1.2 D1 | Odbiorcy pobierający ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Bytomiu przy ul. Strzelców Bytomskich 127, poprzez sieć ciepłowniczą, grupowy węzeł cieplny oraz zewnętrzną instalację odbiorczą. Źródło ciepła, sieć ciepłownicza, grupowy węzeł cieplny oraz zewnętrzna instalacja odbiorcza są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne. Pomieszczenie grupowego węzła cieplnego przy ul. Strzelców Bytomskich 165, udostępnia odpłatnie SRK S.A. | 142 812,93 | 53,62 | 77,42 | 47 457,48 | 11,34 | 19,25 | 96,67 |
| | | A1.2 D2 | Odbiorcy pobierający ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Bytomiu przy ul. Strzelców Bytomskich 127, poprzez sieć ciepłowniczą, grupowy węzeł cieplny oraz zewnętrzną instalację odbiorczą. Źródło ciepła, sieć ciepłownicza, grupowy węzeł cieplny oraz zewnętrzna instalacja odbiorcza są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne. Pomieszczenie grupowego węzła cieplnego przy ul. Strzelców Bytomskich 186A, udostępnia odpłatnie SRK S.A. | 142 812,93 | 53,62 | 77,42 | 60 999,23 | 13,53 | 23,70 | 101,11 |
| | | A1.3 | Odbiorcy pobierający ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Bytomiu przy ul. Strzelców Bytomskich 127, poprzez sieć ciepłowniczą i węzeł cieplny. Źródło ciepła, sieć ciepłownicza oraz węzeł cieplny są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne | 142 812,93 | 53,62 | 77,42 | 41 169,91 | 9,43 | 16,30 | 93,71 |
| | | A2.1 | Odbiorcy pobierający ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Bytomiu przy ul. Strzelców Bytomskich 127, bezpośrednio z sieci ciepłowniczej na potrzeby ogrzewania szybu wyciągowego. Źródło ciepła oraz sieć ciepłownicza eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne | 142 812,93 | 53,62 | 77,42 | 10 833,57 | 35,60 | 37,40 | 114,82 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych

Tabela 7-2 Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu ciepła u odbiorcy

| Miasto | Przedsiębiorstwo energetyczne / Źródło | Uśredniony koszt ciepła w źródle | Uśredniony koszt za przesył ciepła | Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy |
|-----------------------------------|---|----------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| | | zł/GJ | zł/GJ | zł/GJ |
| Jaworzno | SCE Jaworzno III Sp. z o.o. / El. Jaworzno II | 50,27 | 17,34 | 67,61 |
| Ruda Śląska | WE ZCP Sp. z o.o. / EC Mikołaj + Nowy Wirek | 56,40 | 16,37 | 72,77 |
| Będzin/Sosnowiec/Katowice/Chorzów | TAURON Ciepło S.A. / źródła ciepła pracujące na wspólną sieć | 53,79 | 21,87 | 75,66 |
| Bytom | U&R CALOR Sp. z o.o. z siedzibą w Wojkowicach / Kotłownia zlokalizowana w Bytomiu przy ul. Siemianowickiej 98 | 70,65 | 6,46 | 77,12 |
| Jastrzębie Zdrój | PTEP / Oddział Zofiówka + Oddział Moszczenica | 64,27 | 15,91 | 80,18 |
| Bytom | PEC Sp. z o.o. / Fortum Silesia S.A. | 58,10 | 24,37 | 82,47 |
| Bytom | Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowo-Handlowe „ENCo” Sp. z o.o. w Bytomiu / Kotłownia przy ul. Strzelców Bytomskich 127 w Bytomiu | 77,42 | 7,82 | 85,23 |
| Bytom | PEC Sp. z o.o. / Ciepłownia Radzionków | 70,23 | 18,75 | 88,98 |
| Zabrze | ZPEC Sp. z o.o. / Fortum Silesia S.A. | 58,10 | 31,82 | 89,92 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych

Duże rozbieżności w uśrednionych kosztach ciepła wynikają m.in.: z wielkości źródła, stanu technicznego urządzeń wytwórczych oraz sieci, dopasowania źródła do obecnych potrzeb ciepłowniczych, obszaru działania, struktury organizacyjnej itp.

Koszt ciepła oferowanego z bytomskiego systemu ciepłowniczego jest wyższy w stosunku do kosztów ciepła z zaprezentowanych systemów o podobnej skali oddziaływania, zlokalizowanych w gminach sąsiadujących o ok. 10-15%. O blisko 10% wyższy jest koszt ciepła z C. Radzionków w stosunku do ciepła z systemu zasilanego przez Fortum.

Odnosząc się do roku 2013 PEC Sp. z o.o. Bytom oferował wówczas swoim klientom ciepło po koszcie 64,65 zł/GJ brutto. Obecnie jest to kwota o 27% większa.

Dla porównania z kosztami ciepła z systemów ciepłowniczych, obliczono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z kotłowni gazowej, zakładając poziom mocy zamówionej w wysokości 1 MW (grupa taryfowa W-6A, PSG Sp. z o.o. Oddział w Zabrzu) i zużyciu 6000 GJ/rok. Sprawność urządzenia przetwarzającego przyjęto na poziomie 95%, zaś wartość opałową 35,5 MJ/Nm³. Przy tak sformułowanych założeniach jednostkowy koszt ciepła z kotłowni gazowej kształtuje się na poziomie 71 zł/GJ brutto.

Dla zobrazowania wysokości kosztów ponoszonych przez odbiorców ciepła w tabeli poniżej przedstawiono porównanie kosztów energii cieplnej pozyskiwanej z paliw dostępnych na rynku w układzie zł za jednostkę energii (zł/GJ) dla poniżej przyjętych założeń:

- koszty biomasy zostały wyliczone na podstawie średnich kosztów jej pozyskania i składowania;
- koszt gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnych taryf PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. oraz PSG Sp. z o.o. Taryfy określają ceny gazu oraz stawki opłat

za usługi przesyłowe, przy założeniu, że roczne zużycie gazu kształtuje się na poziomie 4 000 Nm³ (wg grupy taryfowej W-3.6);

- koszt ogrzewania energią elektryczną wyliczono na podstawie aktualnych taryf TAURON Dystrybucja S.A. obszar gliwicki oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. dla domu jednorodzinnego o powierzchni 120 m² zużywającego rocznie 9 600 kWh energii elektrycznej przy założeniu ogrzewania mieszkania energią elektryczną:
 - w 85% w nocy i w 15% w dzień (wg taryf G-12);
- koszty zostały podane w kwotach brutto.

Tabela 7-3 Porównanie kosztów brutto energii cieplnej z różnych paliw (z uwzględnieniem sprawności urządzeń przetwarzających)

| Nośnik energii | Cena paliwa | Wartość opałowa | Sprawność | Koszt ciepła |
|----------------------------|-------------|-----------------|-----------|--------------|
| | zł/Mg | GJ/Mg | % | zł/GJ |
| węgiel groszek | 595 | 28 | 80% | 26,56 |
| węgiel orzech | 660 | 30 | 75% | 29,33 |
| węgiel kostka | 690 | 29 | 75% | 31,72 |
| brykiet opałowy drzewny | 822 | 19,5 | 75% | 56,21 |
| gaz ziemny (W-3.6 PSG) | 1,84* | 35,5*** | 95% | 54,65 |
| gaz płynny | 3 800 | 46 | 95% | 86,96 |
| olej grzewczy Ekoterm Plus | 3 935 | 42,6 | 85% | 108,67 |
| energia elektryczna (G-12) | 115,41** | - | - | 115,41** |

Źródło: Opracowanie własne

* - [zł/Nm³], ** - [zł/kWh], *** - [MJ/Nm³].

Z powyższego zestawienia wynika, że istnieją rozbieżności pomiędzy jednostkowymi kosztami energii (w zł/GJ) uzyskanymi z poszczególnych nośników energii. Należy pamiętać, że jednostkowy koszt ciepła przedstawiony w powyższej tabeli to tylko jeden ze składników całkowitej opłaty za zużycie energii. W skład której wchodzi również: koszty urządzenia przetwarzającego energię, koszty obsługi i konserwacji, koszty dostawy itp.

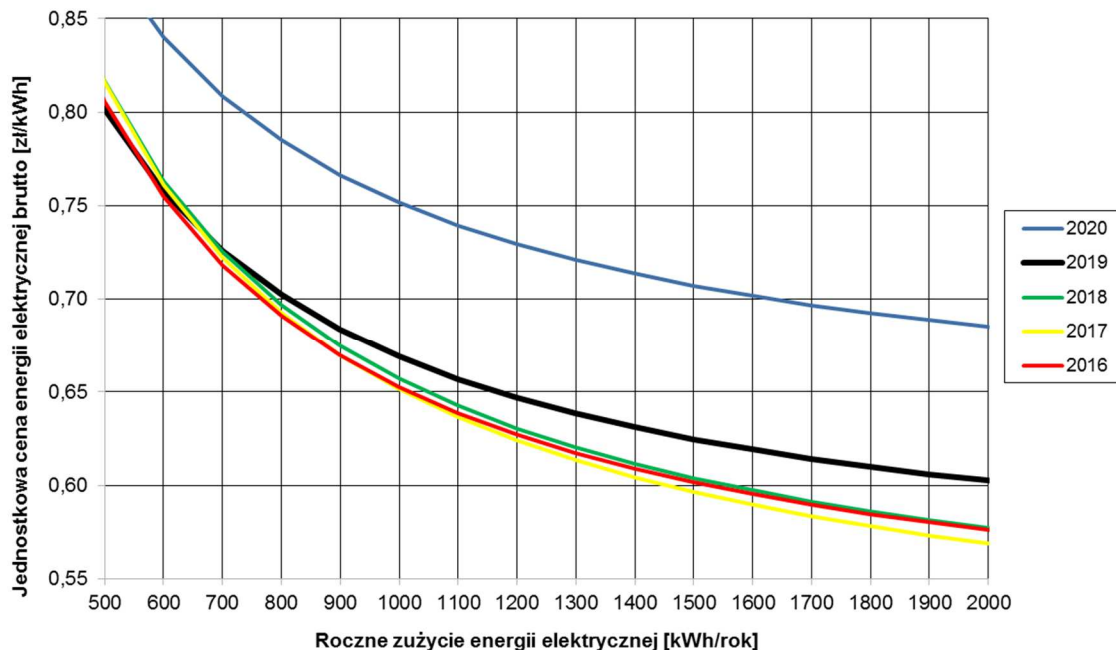
7.2 Taryfa dla energii elektrycznej

Odbiorcy za dostarczoną energią elektryczną i świadczone usługi przesyłowe rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest ze szczególnym uwzględnieniem takich kryteriów jak: poziom napięcia sieci w miejscu dostarczenia energii, wartość mocy umownej, system rozliczeń, zużycie roczne energii i liczba stref czasowych. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. (tekst jednolity: Dz. U. 2019, poz. 503) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. W celu dokonania obliczeń uśrednionych kosztów energii elektrycznej, do cen za dystrybucję doliczono ceny energii pochodzące ze spółek obrotu, które zostały wydzielone ze spółek dystrybucyjnych i są z nimi powiązane kapitałowo. Sprzedażą energii elektrycznej na omawianym terenie zajmuje się TAURON Sprzedaż GZE sp. z o.o.

Na poniższym wykresie przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 (układ 1-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2016-2020 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych TAURON Dystry-

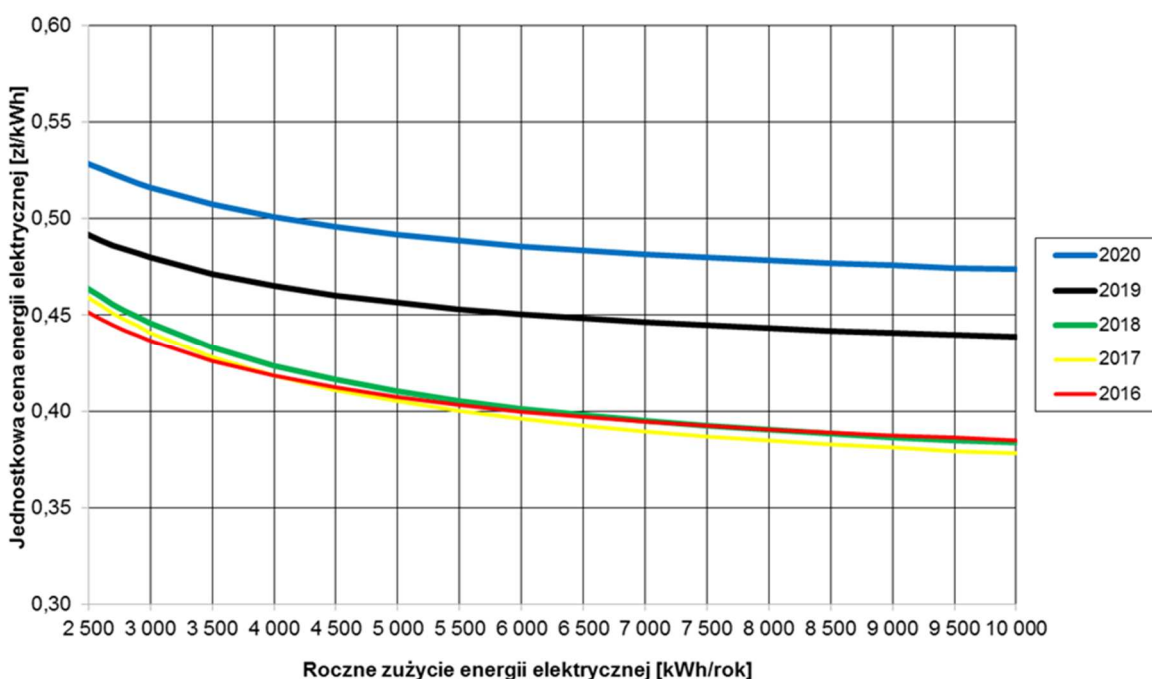
bucja S.A. (obszar gliwicki) oraz kupujących energię elektryczną od TAURON Sprzedaż GZE sp. z o.o.

Wykres 7-1 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G11



Natomiast na kolejnym przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G12 (układ 3-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2016-2020 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych TAURON Dystrybucja S.A. obszar gliwicki oraz kupujących energię elektryczną od TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. Założono wykorzystanie energii na poziomie 70% w nocy i 30% w dzień.

Wykres 7-2 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G12



Na powyższych wykresach zauważymy wzrost jednostkowego kosztu energii elektrycznej w kolejnych latach.

7.3 Taryfa dla paliw gazowych

W Bytomiu gaz ziemny dostarczany jest odbiorcom przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze, która zajmuje się techniczną dystrybucją gazu, zaś handlową obsługą klientów zajmuje się PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Aktualną wysokość opłat za gaz ziemny wysokometanowy dla poszczególnych grup taryfowych przedstawiono w taryfie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 9 zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr. DRG.DRG-2.4212.13.2020.ASk2 z dnia 16 czerwca 2020 r. oraz w taryfie nr 8 PSG Sp. z o.o. dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr. DRG.DRG-2.4212.51.2019.AIK z dnia 18 marca 2020 r.

Odbiorcy za dostarczone paliwo gazowe i świadczone usługi dystrybucji rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Kwalifikacja odbiorców do grup taryfowych dokonywana jest odrębnie dla każdego miejsca odbioru, w oparciu m.in. o następujące kryteria: rodzaj paliwa gazowego, moc umowną, roczną ilość pobieranego paliwa gazowego oraz system rozliczeń. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. (Dz.U. 2018, poz. 640) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Opłata za dostarczony gaz stanowi sumę:

- opłaty za pobrane paliwo, będącej iloczynem ilości energii zawartej w odebranym paliwie gazowym [kWh] i ceny za paliwo gazowe (zł/kWh),
- opłaty stałej za usługę przesyłową:
 - dla odbiorców z grup W-1.1 do W-4 jest ona stała i określona w zł/m-c,
 - dla odbiorców z grup W-5 do W-7C jest ona iloczynem zamówionej mocy umownej, liczby godzin w okresie rozliczeniowym i stawki za usługę przesyłową,
- opłaty zmiennej za usługę przesyłową, będącej iloczynem ilości energii zawartej w odebranym paliwie gazowym [kWh] i stawki zmiennej za usługę przesyłową (zł/kWh),
- miesięcznej stałej opłaty abonamentowej (zł/m-c).

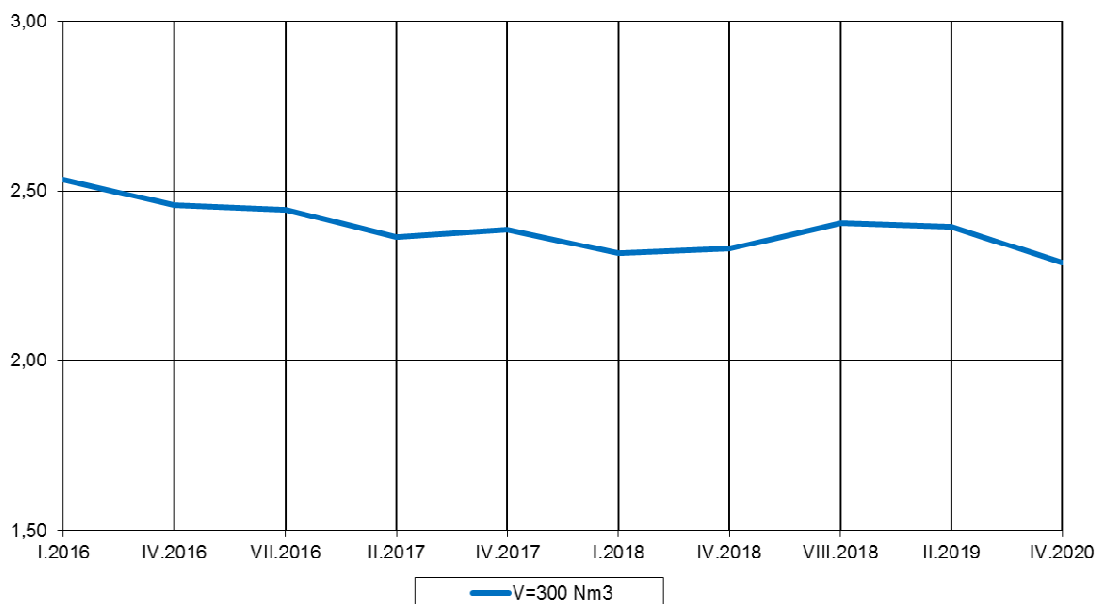
Zgodnie z ustawą z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. 2019, poz. 864) od 1 listopada 2013 r. sprzedaż paliwa gazowego podlega opodatkowaniu akcyzą. Stawki akcyzy dla paliwa gazowego są zróżnicowane ze względu na jego przeznaczenie. Sprzedaży paliwa gazowego przeznaczonego do celów opałowych (do ogrzewania pomieszczeń, ogrzewania wody użytkowej lub podgrzewania posiłków) przez gospodarstwa domowe zwolnione jest z akcyzy.

Od 1 sierpnia 2014 r. zmianie uległa jednostka rozliczenia zużycia gazu ziemnego. Przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz wykonujące usługę przesyłu i dystrybucji dokonują rozliczenia z odbiorcami w jednostkach energii – kilowatogodzinach [kWh]. Ilość energii zawartej w paliwie gazowym stanowi iloczyn ilości paliwa gazowego [m³] i współczynnika konwersji [kWh/m³], który dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E wynosi 10,972 kWh/m³.

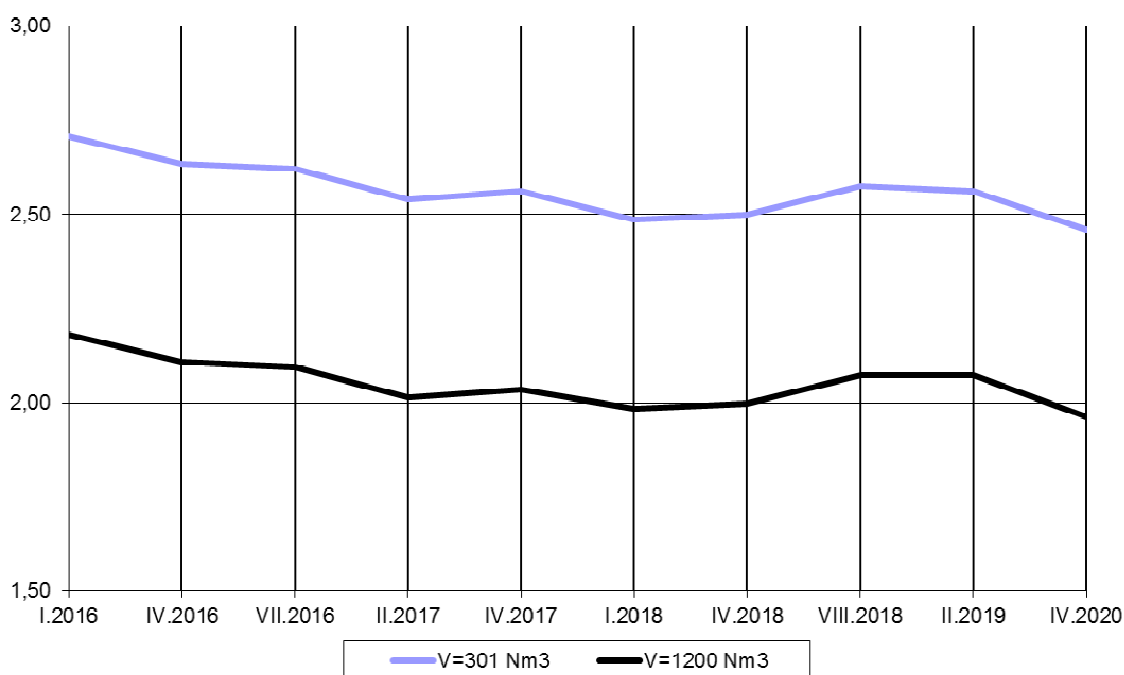
Pomimo ww. zmian jakie nastąpiły w ostatnim czasie, na wykresach poniżej (w celu porównania z wcześniejszymi latami) przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu w latach 2016-2020 w jednostkach objętości [zł/Nm³].

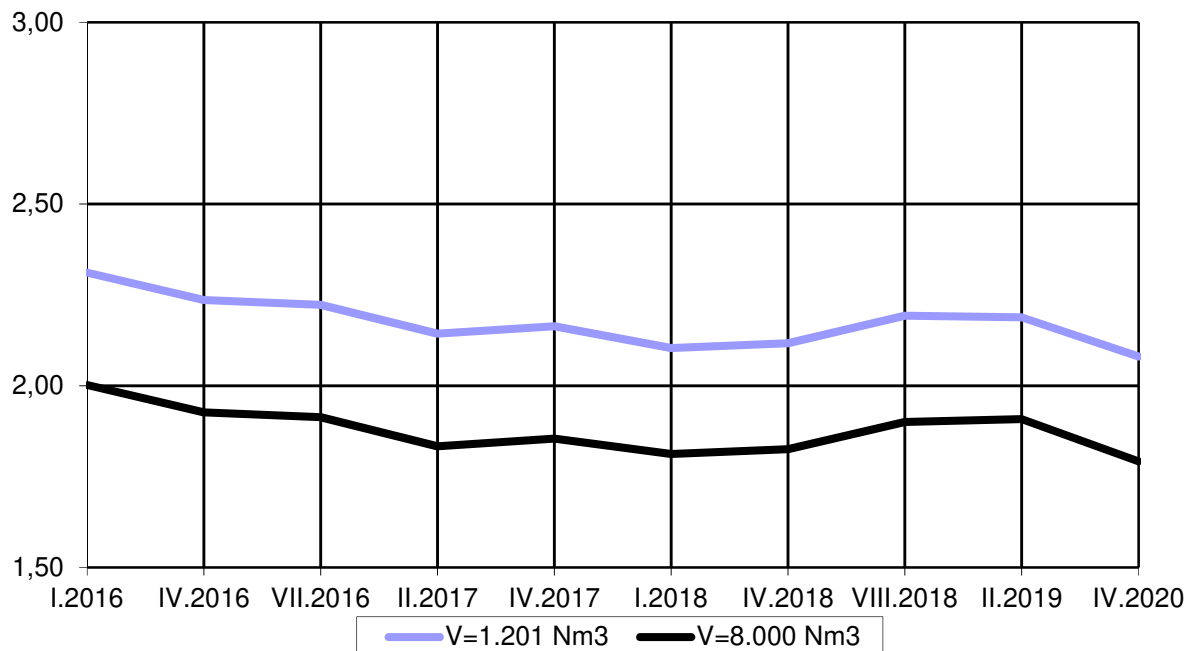
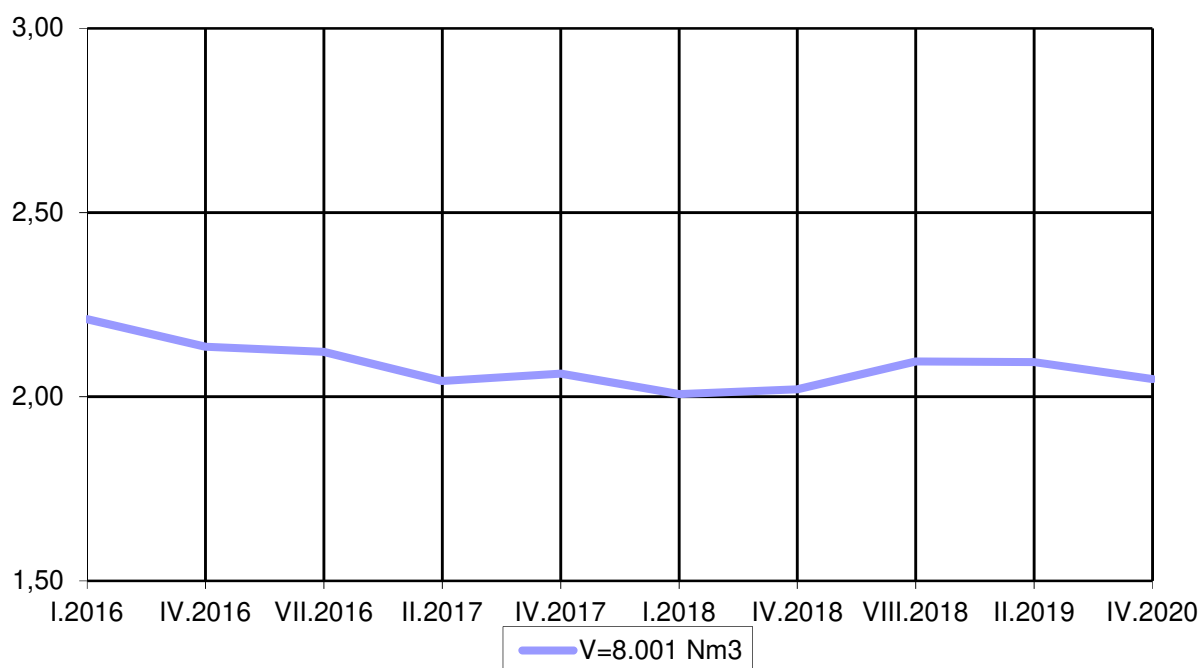
Na poniższych wykresach przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu (w zł/Nm³) w latach 2016-2020 dla grup taryfowych W-1.1 do W-4 (dla gospodarstw domowych zwolnionych z akcyzy) dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w poszczególnych grupach. Na osi „X” zaznaczono miesiące, od których obowiązywały kolejne zmiany taryfy. Wartości na wykresach uwzględniają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

Wykres 7-3 Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-1.1 [zł/Nm³]



Wykres 7-4 Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-2.1 [zł/Nm³]

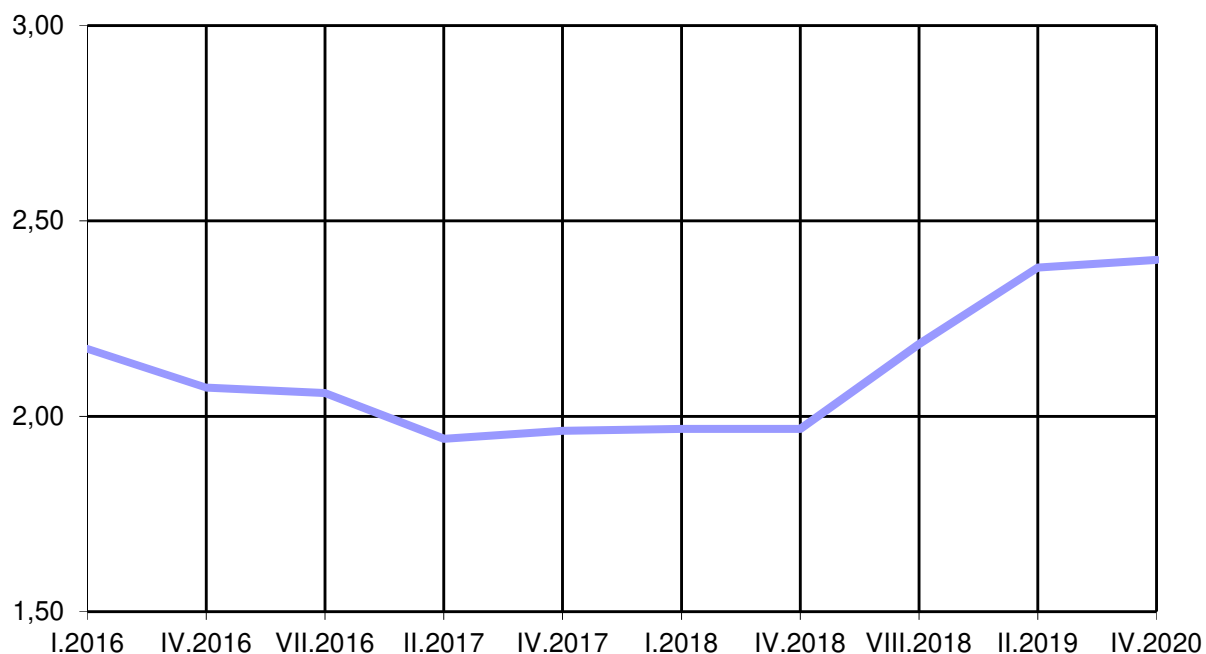


Wykres 7-5 Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-3.6 [zł/Nm³]**Wykres 7-6 Jednostkowa cena zakupu gazu w taryfie W-4 [zł/Nm³]**

Powyższe wykresy odzwierciedlają obserwowany w ostatnich latach spadek średnio o ok. 10% kosztów za paliwa gazowe. Ponadto zauważalna jest różnica w opłatach za gaz przez odbiorców, którzy znajdują się „na granicy” grup taryfowych - np. odbiorca będący w grupie taryfowej W-3.6 i zużywający rocznie 8 000 Nm³ gazu zapłaci rocznie ok. 2 tys. zł mniej (brutto) niż odbiorca z grupy W-4 zużywający 8 001 Nm³ gazu. Odbiorcy gazu, którzy znajdują się „na granicy” grup taryfowych powinni dokładnie przeanalizowali swoje zużycie i w miarę możliwości ograniczyli je tak, by znaleźć się w niższej grupie taryfowej. Na następnym wykresie pokazano zmiany jednostkowego kosztu gazu brutto dla kotłowni gazowej (moc zamówiona na poziomie 1 MW i roczne zużycie ciepła ok. 6000 GJ), tj. dla

mocy umownej ok. 120 Nm³/h - grupa taryfowa W-6A (wg ww. ustawy o podatku akcyzowym z przeznaczeniem na cele opałowe – stawka akcyzy wynosi 1,30 zł/GJ).

Wykres 7-7 Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-6A [zł/Nm³]



Powyższy wykres obrazuje w analizowanym okresie czasu wzrost kosztów o ok. 10% za paliwa gazowe.

8. Analiza rozwoju - przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii

8.1 Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii

Celem „Analizy rozwoju...” jest określenie wielkości i lokalizacji nowej zabudowy z uwzględnieniem jej charakteru oraz istotnych zmian w zabudowie istniejącej, które skutkują przyrostami i zmianami zapotrzebowania na nośniki energii na terenie miasta.

W ramach niniejszej aktualizacji uwzględniono zapisy aktualizowanych dokumentów lokalnych i regionalnych, które zostały opracowane i przyjęte uchwałą odpowiednich organów w latach 2013 – 02.2020.

W „Analizie ...” uwzględniono:

→ dokumenty planistyczne województwa:

- Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego „Śląskie 2020+” - uchwała Sejmiku Województwa Śląskiego Nr IV/38/2/2013 z dn.01.07. 2013 r. (oraz projekt Strategii Rozwoju Województwa Śląskiego „Śląskie 2030”);
- Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Śląskiego 2020+ przyjęty przez Sejmik Województwa Śląskiego uchwałą nr. V/26/2/2016 z dn. 29.07.2016 r.

oraz

- dokumenty planistyczne Miasta;
- konsultacje z Urzędem Miejskim w Bytomiu;
- publikacje Głównego Urzędu Statystycznego;
- materiały z innych źródeł (internet, prasa, informacje od spółdzielni, deweloperów itp.), w tym oferty inwestycyjne miasta i innych podmiotów.

Podstawą do określenia kierunków rozwoju Bytomia w niniejszym opracowaniu były ustalenia sprecyzowane w dokumencie „Aktualizacji założeń...” przyjętym uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXIX/394/14 z 24.03.2014 r. („Aktualizacja 2014”) oraz zmiany kierunków rozwoju miasta wynikające z aktualnych dokumentów planistycznych Miasta Bytomia:

- Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Gminy Bytom przyjęte uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr LXIV/839/18 z dnia 28 maja 2018 r., stanowiące zmianę Studium z 2011 r.;
- Miejskowe Plany Zagospodarowania Przestrzennego przyjęte uchwałami Rady Miejskiej w Bytomiu w okresie 2013-2020.

Aktualnie prowadzona jest procedura zmiany Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Gminy Bytom dla 16 terenów. Podstawę podjętych działań stanowi uchwała nr XXVI/387/20 Rady Miejskiej w Bytomiu z dnia 23 marca 2020 r. w sprawie przystąpienia do sporządzenia zmiany Studium... Projektowana zmiana Studium obejmuje następujące przekształcenia, w zakresie wpływającym na wielkość potrzeb energetycznych odbiorców na terenie miasta:

- projektowane nowe tereny pod zabudowę mieszkaniową,

- projektowane nowe tereny pod zabudowę usługową i przemysłową,
- modyfikacje funkcji istniejących terenów rozwoju – m.in. wydzielenie obszaru ogrodów działkowych.

Równolegle prowadzone są prace nad zmianą bądź opracowaniem nowych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

W związku z faktem, że powyżej opisane zmiany Studium i mpzp są w dalszym ciągu na etapie projektowania, w niniejszym projekcie „Aktualizacji założeń... dla Gminy Bytom” podstawę do oceny rozwoju miasta stanowiło obowiązujące Studium uwarunkowań (2018 r.) z uwzględnieniem zmian wprowadzonych zapisami aktualnych mpzp (uchwalonych przez Radę Miejską w okresie od 2013 roku do 2020 r.). Projektowane zmiany zagospodarowania przestrzennego miasta ujęto w analizie jako możliwy przyszły kierunek zmian.

Ponadto w analizie potrzeb energetycznych uwzględniono stopień wykorzystania terenów pod zabudowę zrealizowaną w latach 2013-2020. Utrzymano tempo rozwoju miasta określone w „Aktualizacji 2014”, jako zgodne z danymi GUS odnośnie średniego tempa przyrostu nowych zasobów mieszkaniowych z lat 2013-2019.

Natomiast dokumentami o charakterze strategicznym, których zapisy poddano analizie są:

- Gminny Program Rewitalizacji. Bytom 2020+ przyjęty uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXXVIII/487/17 z dnia 27 lutego 2017 r.;
- Strategia Rozwoju Bytom 2020+ przyjęta uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr XXXVI/501/14 z dnia 22 września 2014 r.

Analizę rozwoju przeprowadzono wydłużając okres docelowy z 2030 roku stanowiący horyzont „Aktualizacji 2014” do roku 2035.

Do analizy przyjęto następujące okresy rozwoju miasta:

- perspektywa średnioterminowa – do 2025 r.;
- perspektywa długoterminowa (docelowa) – w latach 2026-2035.

Głównym czynnikiem warunkującym zaistnienie zmian w zapotrzebowaniu na wszelkiego typu nośniki energii jest dynamika rozwoju miasta ukierunkowana w wielu płaszczyznach.

Elementami wpływającymi bezpośrednio na rozwój miasta Bytomia są:

- zmiany demograficzne uwzględniające zmiany w ilości oraz strukturze wiekowej i zawodowej ludności, migracja ludności;
- rozwój zabudowy mieszkaniowej;
- rozwój szeroko rozumianego sektora usług obejmującego między innymi:
 - działalność handlową, usług komercyjnych i usług komunikacyjnych,
 - działalność w ramach świadczenia usług publicznych,
 - działalność kulturalną i sportowo-rekreacyjną;
- rozwój przemysłu i wytwórczości;
- wprowadzenie rozwiązań komunikacyjnych umożliwiających dostęp do tworzonych centrów usługowych oraz ruch tranzytowy dla miasta;
- konieczność przeprowadzenia szeroko rozumianej rewitalizacji miasta, w tym zagospodarowania znaczącej ilości obszarów poprzemysłowych;
- konieczność likwidowania zagrożeń ekologicznych.

8.1.1 Prognoza demograficzna

Miasto stale traci swój potencjał demograficzny. Ujemny przyrost naturalny oraz ujemne saldo migracji stanowią o utrzymującym się, a nawet pogłębiającym się trendzie spadku liczby mieszkańców.

Negatywnie zmienia się struktura wiekowa mieszkańców Bytomia. Wskaźniki obciążenia demograficznego w ostatnich latach przybierają niekorzystne wartości. Ulega pogorszeniu zwłaszcza wskaźnik ludności w wieku poprodukcyjnym do ludności w wieku przedprodukcyjnym.

Aktualna prognoza opracowana przez Główny Urząd Statystyczny dotyczy okresu 2014-2050. Podaje przewidywane stany ludności faktycznie zamieszkałej na danym terenie w dniu 31 grudnia każdego roku w podziale administracyjnym z dnia 1 stycznia 2014 r. Prognoza została opracowana dla powiatów, w tym Bytomia – miasta na prawach powiatu.

Poniżej, na wykresie i w tabeli przedstawiono porównanie ww. prognozy GUS-owskiej oraz trendu zmian ludności zamieszkałej w Bytomiu według stanu rzeczywistego.

Porównując zaktualizowaną tendencję zmiany liczby ludności z poprzednią edycją „Aktualizacji założeń...” zwraca się uwagę na zbliżanie się rzeczywistej liczby ludności do niekorzystnego stanu wynikającego z prognoz GUS-owskich. Istotnym zadaniem jest więc, dbałość o rozwój miasta i jego atrakcyjność, tak aby poprawić jego wizerunek, a co za tym idzie szanse na utrzymanie znaczącej pozycji wśród miast należących do GZM.

Wykres 8-1 Prognoza demograficzna

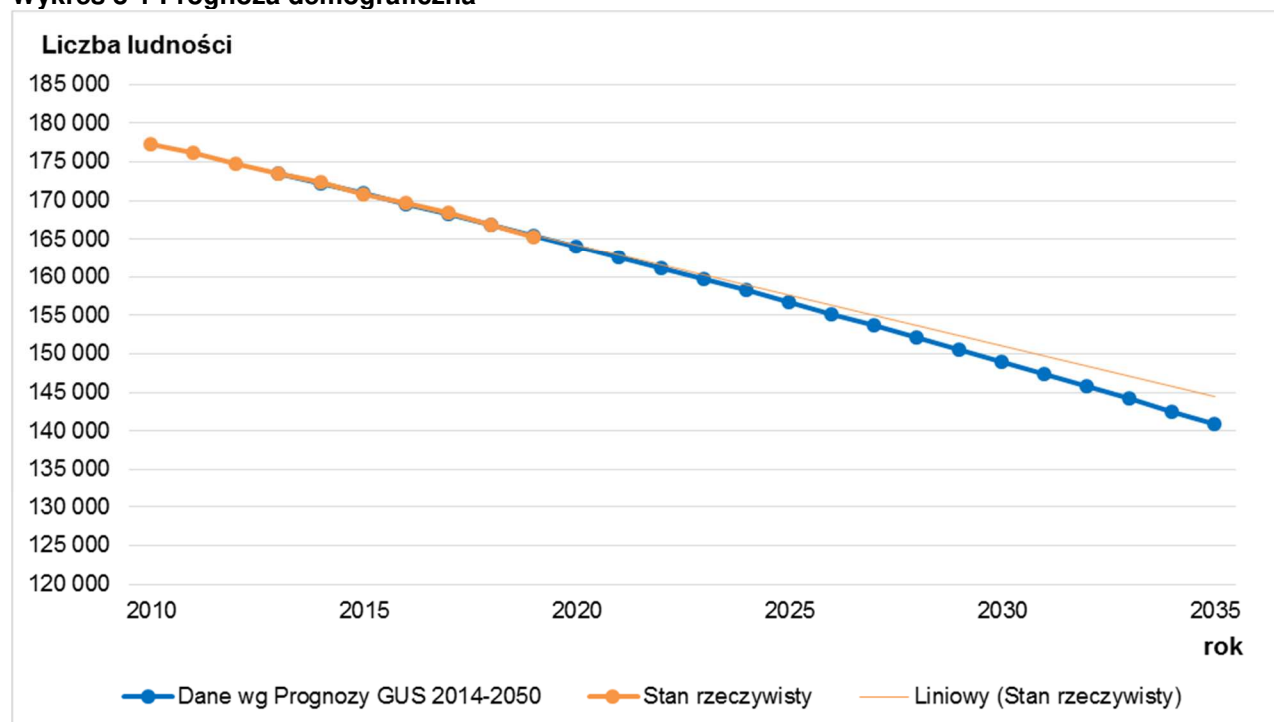


Tabela 8-1. Prognoza liczby ludności w Bytomiu do roku 2035

| Liczba ludności | | |
|------------------------|--|---------------------------------|
| Stan - Rok 2010 | 177 266 | |
| Stan – Rok 2015 | 170 761 | |
| Stan – Rok 2019 | 165 263 | |
| | Prognoza wg GUS na lata 2014 – 2050 | Prognoza wg linii trendu |
| Rok 2025 | 156 720 | 157 600 |
| Rok 2030 | 148 960 | 151 000 |
| Rok 2035 | 140 930 | 144 400 |

Należy nadmienić, że zmiany liczby ludności nie przekładają się wprost na rozwój budownictwa mieszkaniowego – mają na to również wpływ takie czynniki jak np. postępujący proces poprawy standardu warunków mieszkaniowych i związana z tym pośrednio rosnąca ilość gospodarstw jednoosobowych.

8.1.2 Rozwój zabudowy mieszkaniowej

Parametrami decydującymi o wielkości zapotrzebowania na nowe budownictwo mieszkaniowe są potrzeby mieszkaniowe nowych rodzin oraz zapewnienie mieszkań zastępczych w miejsce wyburzeń, jak również poprawa standardu warunków mieszkaniowych, co wyraża się z jednej strony wielkością wskaźników związanych z oceną zapotrzebowania na mieszkania, określających:

- ilość osób przypadających na mieszkanie,
- wielkość powierzchni użytkowej przypadającej na osobę,

z drugiej strony stopniem wyposażenia mieszkań w niezbędną infrastrukturę techniczną.

Sukcesywne działania realizujące politykę mieszkaniową winny obejmować:

- wspieranie budownictwa mieszkaniowego poprzez przygotowanie uzbrojonych terenów, politykę kredytową i politykę podatkową,
- wspomaganie remontów i modernizacji zasobów komunalnych przewidzianych do uwłaszczenia,
- opracowanie odpowiedniego programu i realizację odpowiedniej skali budownictwa socjalnego i czynszowego.

Dla budownictwa mieszkaniowego w Bytomiu przewiduje się:

- działania zmierzające do modernizacji, restrukturyzacji i rewitalizacji istniejących zasobów mieszkaniowych;
- wprowadzenie nowej zabudowy jednorodzinnej i wielorodzinnej;
- dogęszczanie istniejącej zabudowy mieszkaniowej.

Przewidywane do wprowadzenia zmiany wg opracowywanych projektów Studium uwarunkowań... oraz miejscowych planów uwzględniają wydzielenie nowych obszarów rozwoju zabudowy mieszkaniowej, w szczególności zabudowy jednorodzinnej.

W Bytomiu szczególnie istotna jest rewitalizacja starej zabudowy z wymaganym zachowaniem charakteru całych zespołów i pojedynczych obiektów zabytkowych. Działania te obejmują równocześnie konieczność rozbudowy lub modernizacji infrastruktury technicznej (sieć ciepłownicza, sieć gazowa, sieć elektroenergetyczna).

Zapotrzebowanie na energię występujące przy realizacji uzupełnienia ulic zabudową „plombową” redukowane będzie przez działania renowacyjne i modernizacyjne, w trakcie których dąży się między innymi do zminimalizowania potrzeb energetycznych, oraz przez ciągle jeszcze prowadzone wyburzenia starej, zdegradowanej zabudowy.

Równolegle wystąpią zmiany co do charakteru odbioru i nośnika energii, uwzględniające poprawę standardu warunków mieszkaniowych.

Wielkości te są trudne do określenia pod kątem sprecyzowania odpowiedzi na pytania w jakiej skali miejscowej i czasowej, gdzie i kiedy realizowane będą te zamierzenia. Związane jest to bowiem głównie z możliwościami finansowymi właścicieli budynków, a także miasta - w przypadku własności komunalnej.

Lokalizację obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej, ze wskazaniem na rodzaj zabudowy: MW – zabudowa wielorodzinna, MJ – zabudowa jednorodzinna, MU – zabudowa mieszkaniowa z zabudową usługową przedstawiono na mapach systemów energetycznych (w załącznikach do opracowania).

Dla określenia chłonności ww. obszarów przyjęto, analogicznie jak dla „Aktualizacji 2014” następujące założenia:

- ➔ intensywność zabudowy wielorodzinnej – 80 mieszkań /ha,
- ➔ intensywność zabudowy jednorodzinnej przy założonych wielkościach działek pod zabudowę:
 - Stolarzowice Górniki (jedn. bil. A) – 800-1000 m²,
 - dla pozostałych obszarów rozwoju zabudowy jednorodzinnej - 700 m²,

W poniższej tabeli zestawiono tereny przeznaczone pod rozwój zabudowy mieszkaniowej jedno- i wielorodzinnej zbiorczo, dla poszczególnych jednostek bilansowych. Szczegółową charakterystykę obszarów rozwoju budownictwa mieszkaniowego ze wskazaniem pełnej chłonności, określoną na podstawie aktualnie obowiązujących dokumentów planistycznych miasta przedstawiono w załączniku 2 do opracowania.

Opracowane na podstawie dokumentów jw. zestawienie terenów było konsultowane z jednostkami organizacyjnymi Urzędu Miasta Bytomia.

Tabela 8-2 Obszary rozwoju budownictwa mieszkaniowego (łącznie dla jednostek bilansowych)

| Jedn. bilansowa | Powierzchnia wolnego obszaru pod zabudowę | | | Przyrost zabudowy dla pełnego wykorzystania terenów przewidywanych pod zabudowę mieszkaniową | |
|--------------------|--|------|------|--|-----------------------|
| | MJ | MW | MU | Ilość mieszkań | Powierzchnia użytkowa |
| | [ha] | [ha] | [ha] | | [m ²] |
| A | 251 | - | - | 2 858 | 428 700 |
| B | 64 | 11 | - | 1 722 | 171 200 |

| Jedn. bilansowa | Powierzchnia wolnego obszaru pod zabudowę | | | Przyrost zabudowy dla pełnego wykorzy- stania terenów przewidywanych pod za- budowę mieszkaniową | |
|-------------------------------------|--|-----------|-----------|--|----------------------------|
| | MJ | MW | MU | Ilość mieszkań | Powierzchnia użyt- kowa |
| | [ha] | [ha] | [ha] | | [m ²] |
| C | - | 3 | - | 230 | 11 500 |
| D | 16 | 5 | 15 | 1 254 | 84 840 |
| E | 4 | 1 | 5 | 333 | 14 370 |
| F | 15 | 14 | 3 | 1 895 | 115 180 |
| G | 66 | 46 | 1 | 5 162 | 350 900 |
| SUMARYCZNIE M. BYTOM | 416 | 80 | 24 | 13 454 | 1 176 690 |
| w tym zabudowa jednorodzinna | | | | 5 124 | 760 260 |

Wartości w tabeli z uwzględnieniem obszarów perspektywicznych (blisko 40 ha => 544 mieszkania w zabudowie jednorodzinnej) - na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp

Możliwy łączny przyrost zasobów mieszkaniowych wynikający z rezerw chłonności terenów wyznaczonych pod rozwój budownictwa mieszkaniowego według stanu na rok 2019, po korekcie wynikającej z aktualizacji obowiązujących dokumentów planistycznych Bytomia wynosi około 13,5 tys. mieszkań, w tym ponad 5 tys. mieszkań w zabudowie jednorodzinnej.

Z zestawienia ilości mieszkań oddawanych do użytku według Banku Danych Lokalnych GUS-u za lata 2013-2019 wynika, że tempo przyrostu zabudowy utrzymuje się na takim samym poziomie, jak założono w „Aktualizacji 2014” – 105 mieszkań rocznie. W związku z powyższym na potrzeby bieżących analiz przyjmuje się utrzymanie średniego tempa przyrostu nowych zasobów mieszkaniowych na wskazanym poziomie 105 mieszkań na rok w wariantcie zrównoważonym (realnym).

Przy powyższych założeniach prognozowany łączny przyrost zasobów mieszkaniowych w okresie do 2035 roku szacuje się na około 1700 mieszkań.

Z przedstawionych powyżej wielkości wynika, że na terenie Bytomia występują znaczące rezerwy terenowe pod zabudowę mieszkaniową, przy czym ważnym zadaniem dla Miasta będzie uregulowanie statusu i przygotowanie (rewitalizacja) obszarów przemysłowych stanowiących znaczącą rezerwę terenową.

W poniższej tabeli przedstawiono przewidywane szacunkowe procentowe zainwestowanie poszczególnych terenów rozwoju zabudowy mieszkaniowej w przedziałach czasowych do 2025 r. i w latach 2026 - 2035. Należy je traktować jako maksymalne możliwe do zagospodarowania dla danego obszaru w analizowanym horyzoncie czasowym, przy czym z uwagi na brak możliwości, w chwili obecnej, na jednoznaczne określenie obszarów preferowanych przez inwestorów, sumaryczna ilość mieszkań przekracza znacząco wielkość wynikającą z przyjętego tempa rozwoju budownictwa mieszkaniowego.

Tabela 8-3 Procentowe zainwestowanie terenów mieszkaniowych w poszczególnych latach

| Jedn. bilansowa | Oznaczenie obszaru | Maksymalny przewidywany przyrost zabudowy dla obszaru do 2025 r. | | | Maksymalny przewidywany przyrost zabudowy dla obszaru w okresie 2026 – 2035 | | |
|-----------------|--------------------|--|----------------|-----------------------|---|----------------|-----------------------|
| | | Stopień wykorzystania do 2025r. | Ilość mieszkań | Powierzchnia użytkowa | Stopień wykorzystania 2026 - 2035 | Ilość mieszkań | Powierzchnia użytkowa |
| | | | | [m ²] | | | [m ²] |
| A | MJ1 | 10% | 61 | 9 150 | 20% | 122 | 18 300 |
| A | MJ2 | 10% | 52 | 7 800 | 20% | 104 | 15 600 |
| A | MJ3 | 10% | 22 | 3 300 | 20% | 45 | 6 750 |
| A | MJ4_A | 10% | 22 | 3 300 | 20% | 44 | 6 600 |
| A | MJ4_B | 10% | 28 | 4 200 | 20% | 57 | 8 550 |
| A | MJ4_C | 20% | 60 | 9 000 | 40% | 121 | 18 150 |
| A | MJ5 | 10% | 1 | 150 | 20% | 2 | 300 |
| A | MJ6 | 10% | 10 | 1 500 | 20% | 20 | 3 000 |
| A | MJ7 | 10% | 22 | 3 300 | 20% | 44 | 6 600 |
| A | MJ8 | 5% | 13 | 1 950 | 10% | 27 | 4 050 |
| A | MJ9 | 10% | 8 | 1 200 | 20% | 16 | 2 400 |
| Razem A | | | 299 | 44 850 | | 602 | 90 300 |
| B | MJ10 | 10% | 17 | 2 550 | 20% | 34 | 5 100 |
| B | MW1 | 5% | 43 | 2 150 | 10% | 87 | 4 350 |
| B | MJ40 | 5% | 1 | 150 | 20% | 4 | 600 |
| B | MJ12 | 10% | 29 | 4 350 | 20% | 5 | 750 |
| B | MJ13 | 10% | 5 | 750 | 20% | 10 | 1 500 |
| B | MJ14 | 10% | 1 | 150 | 20% | 2 | 300 |
| B | MJ15 | 20% | 2 | 300 | 40% | 4 | 600 |
| B | MJ16 | 10% | 8 | 1 200 | 20% | 17 | 2 550 |
| B | MJ17 | 10% | 2 | 300 | 20% | 5 | 750 |
| B | MJ18 | 10% | 3 | 450 | 20% | 7 | 1 050 |
| B | MJ19 | 10% | 3 | 450 | 20% | 7 | 1 050 |
| B | MJ20 | 10% | 5 | 750 | 20% | 11 | 1 650 |
| B | MJ50 * | 20% | 9 | 1 350 | 40% | 19 | 2 850 |
| Razem B | | | 128 | 14 900 | | 212 | 23 100 |
| C | MW3 | 0% | 0 | 0 | 50% | 115 | 5 750 |
| Razem C | | | 0 | 0 | | 115 | 5 750 |
| D | MU5 | 10% | 10 | 500 | 20% | 20 | 1 000 |
| D | MW6 | 0% | 0 | 0 | 20% | 41 | 2 050 |
| D | MW7 | 0% | 0 | 0 | 40% | 27 | 1 350 |
| D | MU8 | 30% | 26 | 1 300 | 40% | 34 | 1 700 |
| D | MU9 | 30% | 39 | 1 950 | 30% | 39 | 1 950 |
| D | MJ21 | 10% | 7 | 1 050 | 20% | 14 | 2 100 |
| D | MJ22 | 0% | 0 | 0 | 30% | 13 | 1 950 |
| D | MU10 | 20% | 33 | 1 650 | 40% | 67 | 3 350 |
| D | MJ23 | 10% | 3 | 450 | 20% | 6 | 900 |
| D | MW11 | 0% | 0 | 0 | 25% | 37 | 1 850 |
| D | MU20 | 10% | 12 | 600 | 30% | 36 | 1 800 |
| D | MJ33 | 20% | 15 | 2 250 | 40% | 30 | 4 500 |
| Razem D | | | 145 | 9 750 | | 364 | 24 500 |
| E | MW12 | 0% | 0 | 0 | 10% | 7 | 325 |
| E | MJ25 | 5% | 3 | 450 | 25% | 15 | 2 250 |
| E | MU15 | 10% | 20 | 1 000 | 20% | 41 | 2 050 |

| Jedn. bilansowa | Oznaczenie obszaru | Maksymalny przewidywany przyrost zabudowy dla obszaru do 2025 r. | | | Maksymalny przewidywany przyrost zabudowy dla obszaru w okresie 2026 – 2035 | | |
|---------------------------------|--------------------|--|----------------|-----------------------|---|----------------|-----------------------|
| | | Stopień wykorzystania do 2025r. | Ilość mieszkań | Powierzchnia użytkowa | Stopień wykorzystania 2026 - 2035 | Ilość mieszkań | Powierzchnia użytkowa |
| | | | | [m ²] | | | [m ²] |
| Razem E | | | 23 | 1 450 | | 63 | 4 625 |
| F | MW16 | 0% | 0 | 0 | 15% | 26 | 1 305 |
| F | MW18 | 10% | 18 | 900 | 20% | 37 | 1 850 |
| F | MU19 | 20% | 18 | 900 | 40% | 36 | 1 800 |
| F | MW20 | 0% | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 |
| F | MW21 | 10% | 28 | 1 400 | 20% | 56 | 2 800 |
| F | MW22 | 0% | 0 | 0 | 10% | 13 | 650 |
| F | MW23 | 0% | 0 | 0 | 10% | 19 | 950 |
| F | MJ26 | 20% | 19 | 2 850 | 40% | 39 | 5 850 |
| F | MJ27 | 20% | 4 | 600 | 30% | 6 | 900 |
| F | MJ28 | 0% | 0 | 0 | 30% | 10 | 1 500 |
| F | MJ41 | 0% | 0 | 0 | 20% | 9 | 1 350 |
| F | 3 | 100% | 11 | 480 | | | |
| Dogęszczenie – wymiana zabudowy | | | 120 | 6 000 | | 200 | 10 000 |
| Razem F | | | 218 | 13 130 | | 451 | 28 955 |
| G | MJ 43 | 15% | 5 | 750 | 30% | 10 | 1 500 |
| G | MW27 | 0% | 0 | 0 | 20% | 118 | 5 900 |
| G | MJ29 | 50% | 15 | 2 250 | 50% | 15 | 2 250 |
| G | MJ30 | 25% | 21 | 3 150 | 50% | 43 | 6 450 |
| G | MJ31 * | 0% | 0 | 0 | 20% | 24 | 3 600 |
| G | MJ34 | 50% | 22 | 3 300 | 50% | 22 | 3 300 |
| G | MJ35 | 0% | 0 | 0 | 50% | 23 | 3 450 |
| G | MJ36 | 20% | 30 | 4 500 | 40% | 60 | 9 000 |
| G | MJ37 | 100% | 2 | 300 | 0% | 0 | 0 |
| G | MW29 | 0% | 0 | 0 | 100% | 39 | 1 950 |
| G | MW31 | 0% | 0 | 0 | 100% | 25 | 1 250 |
| G | MW32 | 0% | 0 | 0 | 10% | 175 | 8 750 |
| G | MW33 | 25% | 16 | 800 | 50% | 32 | 1 600 |
| G | MW34 | 30% | 30 | 1 515 | 30% | 30 | 1 500 |
| G | MW35 | 0% | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 |
| G | MW36 | 50% | 38 | 1 875 | 50% | 38 | 1 875 |
| G | MW38 | 0% | 0 | 0 | 30% | 266 | 13 300 |
| G | MU21 | 50% | 18 | 900 | 50% | 18 | 900 |
| G | MJ42 | 0% | 0 | 0 | 30% | 10 | 1 500 |
| G | MJ51 | 70% | 91 | 13 650 | 30% | 39 | 5 850 |
| G | MJ52 * | 0% | 0 | 0 | 20% | 48 | 7 200 |
| Dogęszczenie – wymiana zabudowy | | | 120 | 6 000 | | 200 | 10 000 |
| Razem G | | | 408 | 38 990 | | 1 234 | 91 125 |
| Sumarycznie | | | 1 221 | 123 070 | | 3 041 | 268 355 |

* obszar perspektywiczny – przyjęty na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp

Cechą charakterystyczną – niekorzystną istniejącej zabudowy mieszkaniowej w Bytomiu jest jej zły stan techniczny. W znaczącym stopniu dotyczy to mieszkań komunalnych – dla 28% tych mieszkań określany jest on jako zły i bardzo zły. Konsekwencją takiego zjawiska jest zauważalny na terenie miasta proces wyburzania budynków o złym stanie technicznym. Istotny wpływ na taki stan ma występowanie na terenie miasta szkód górniczych. Znamiennym było w ostatnich latach wystąpienie tego zjawiska na terenie dzielnicy Karb, na skalę pociągającą za sobą konieczność wykwaterowania mieszkańców z szeregu budynków. Ze względu na negatywne skutki eksploatacji górniczej na obszarze miasta wyłączono już z pod zabudowy mieszkaniowej teren o powierzchni 5 ha, a docelowo może zostać wyłączonych nawet 15 ha.

Kolejną przyczyną ubytku zasobów mieszkaniowych jest przekształcanie mieszkań na lokale usługowe, szczególnie w parterowej części budynków.

Przyjęto utrzymujące się średnie tempo ubytku zasobów mieszkaniowych na poziomie 50 mieszkań rocznie.

8.1.3 Rozwój zabudowy usługowej

Szeroko rozumiana zabudowa usługowa obejmuje obiekty handlowe, hotele, obiekty użyteczności publicznej, obiekty sportu i rekreacji itp. Obiekty mogą mieć charakter punktowy, charakter zwartej kompleksu lub tworzyć zespół budynków i budowli należących do grupy (kategorii) usług.

Rozwój sektora usług realizowany będzie wielokierunkowo i obejmować będzie m.in.:

- uzupełnienie zabudowy usługowej w poszczególnych dzielnicach miasta,
- rozszerzenie bazy usług kulturalnych i edukacyjnych,
- rozbudowę infrastruktury rekreacyjno – turystycznej,
- rozwój centrów usługowo – komercyjnych, w tym związanych z rozbudową systemu komunikacji, głównie dla ruchu tranzytowego i szybkich połączeń regionalnych.

Celem miasta jest wykreowanie i wspomaganie rozwoju miejskich centrów usługowych oraz centrów dzielnicowych i lokalnych. Nowe ośrodki usługowe mają się stać miejscami identyfikacji przestrzennej. Ich rozwój ma doprowadzić do zwiększenia funkcjonalności i jakości otoczenia, w którym będą świadczone usługi oraz zmniejszyć odległości dzielące mieszkańców od miejsc skoncentrowanych obiektów usługowych. Konsekwencją tego będzie także zmniejszenie ruchu samochodowego na trasach: tereny mieszkalne - tereny usługowe.

Innym ważnym celem jest realizacja obiektów oferujących usługi szczególne (niestandardowe) ważne dla wszechstronnego rozwoju mieszkańców miasta i regionu.

W ślad za ujętymi w aktualnie obowiązującym Studium uwarunkowań... dla Gminy Bytom przyjęto 6 grup zabudowy usługowej, określając charakter zabudowy jako:

- U1 - tereny zabudowy usług komercyjnych,
- U2 - tereny zabudowy usług publicznych,
- U3 - obiekty handlowe o powierzchni > 2000 m²,
- U4 - obiekty zabudowy wystawienniczej,

U5 - tereny zabudowy usługowo – technicznej,

U6 - tereny zabudowy usługowo – komunikacyjnej.

W poniższej tabeli wskazano obszary wytypowane pod rozwój ww. obiektów usługowych z określeniem przewidywanego stopnia zagospodarowania w analizowanym horyzoncie czasowym.

Tabela 8-4 Tereny przeznaczone pod zabudowę usługową

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie terenu | Powierzchnia terenu pod zabudowę [ha] | Maksymalny stopień zagospodarowania do 2025 r. | Pow. obszaru pod zabudowę do 2025 r. [ha] | Maksymalny stopień zagospodarowania 2026-2035 | Pow. obszaru pod zabudowę 2026-2035 r. [ha] |
|---------------------|-------------------|---------------------------------------|--|---|---|---|
| A | U1_1 | 7,6 | 10% | 0,76 | 20% | 1,53 |
| A | U1_30 | 1,0 | 50% | 0,50 | 50% | 0,50 |
| B | U1_2 | 0,8 | 50% | 0,38 | 50% | 0,38 |
| C | U1_3 | 0,7 | 50% | 0,35 | 50% | 0,35 |
| C | U5_20 | 0,5 | 0% | 0,00 | 100% | 0,50 |
| D | U1-5 | 2,5 | 10% | 0,25 | 20% | 0,49 |
| D | U6_3 | 5,9 | 30% | 1,76 | 50% | 2,93 |
| D | U1_6 | 2,4 | 0% | 0,00 | 30% | 0,73 |
| D | U1_22 | 1,0 | 0% | 0,00 | 100% | 1,00 |
| D | U6_20 | 1,0 | 30% | 0,30 | 70% | 0,70 |
| D | 1 | 0,2 | 100% | 0,20 | - | - |
| E | U1-7 | 3,0 | 15% | 0,45 | 20% | 0,59 |
| E | U3_1 | 17,8 | 15% | 2,66 | 30% | 5,33 |
| E | U3_4 | 14,0 | 0% | 0,00 | 20% | 2,80 |
| E | U1_8 | 7,4 | 0% | 0,00 | 15% | 1,10 |
| E | U1_9 | 3,4 | 0% | 0,00 | 30% | 1,02 |
| E | U2_10 | 2,1 | 50% | 1,05 | 50% | 1,05 |
| E | U1_31 | 0,9 | 50% | 0,45 | 50% | 0,45 |
| F | U5_1 | 7,2 | 10% | 0,72 | 20% | 1,44 |
| F | U5_2 | 16,2 | 5% | 0,81 | 10% | 1,62 |
| F | U1_11 | 1,1 | 0% | 0,00 | 80% | 0,86 |
| F | U6_5 | 7,0 | 0% | 0,00 | 10% | 0,70 |
| F | U5_3 | 12,8 | 15% | 1,92 | 30% | 3,84 |
| F | U1_12 | 7,7 | 0% | 0,00 | 20% | 1,53 |
| F | U1_13 | 3,9 | 20% | 0,79 | 30% | 1,18 |
| F | U1-24 | 3,0 | 20% | 0,60 | 20% | 0,60 |
| F | U1-25 | 3,0 | 20% | 0,60 | 20% | 0,60 |
| F | U1-26 | 1,5 | 0% | 0,00 | 100% | 1,50 |
| F | U5_21 | 1,5 | 0% | 0,00 | 100% | 1,50 |
| F | U1_32 | 3,7 | 50% | 1,85 | 50% | 1,85 |
| F | U5_22 | 3,6 | 50% | 1,80 | 50% | 1,80 |
| F | 2 | 0,5 | 100% | 0,50 | - | - |
| F | 4 | 0,2 | 100% | 0,20 | - | - |
| F | 5 | 0,4 | 100% | 0,40 | - | - |
| G | U3_2 | 4,1 | 0% | 0,00 | 20% | 0,81 |
| G | U2_1 | 1,4 | 10% | 0,14 | 20% | 0,28 |
| G | U5_4 | 5,4 | 10% | 0,54 | 20% | 1,08 |
| G | U1_14 | 10,5 | 20% | 2,11 | 40% | 4,21 |
| G | U1_15 | 0,4 | 50% | 0,18 | 50% | 0,18 |
| G | U1_16 | 2,2 | 0% | 0,00 | 30% | 0,66 |
| G | U1_17 | 3,5 | 50% | 1,75 | 50% | 1,75 |
| G | U1_18 | 11,2 | 5% | 0,56 | 20% | 2,24 |
| G | U1_19 | 6,2 | 10% | 0,62 | 20% | 1,24 |
| G | U1_20 | 14,3 | 5% | 0,71 | 15% | 2,14 |
| G | U6_6 | 2,2 | 0% | 0,00 | 50% | 1,12 |

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie terenu | Powierzchnia terenu pod zabudowę [ha] | Maksymalny stopień zagospodarowania do 2025 r. | Pow. obszaru pod zabudowę do 2025 r. [ha] | Maksymalny stopień zagospodarowania 2026-2035 | Pow. obszaru pod zabudowę 2026-2035 r. [ha] |
|---------------------|-------------------|---------------------------------------|--|---|---|---|
| G | U6_7 | 2,0 | 0% | 0,00 | 30% | 0,59 |
| G | U6_8 | 2,5 | 30% | 0,76 | 50% | 1,27 |
| G | U2_2 | 4,1 | 30% | 1,23 | 70% | 2,87 |
| G | U1_33 | 0,4 | 0% | 0,00 | 100% | 0,40 |
| G | U1_35 | 1,5 | 50% | 0,75 | 50% | 0,75 |
| H | U5_5 | 48,7 | 5% | 2,44 | 10% | 4,87 |
| H | U6_10 | 2,5 | 10% | 0,25 | 20% | 0,49 |
| H | U6_11 | 11,4 | 0% | 0,00 | 20% | 2,28 |
| I | U1_34 | 2,8 | 50% | 1,40 | 50% | 1,40 |
| I | U5_6 | 21,4 | 5% | 1,07 | 15% | 3,20 |
| I | U5_7 | 5,0 | 10% | 0,50 | 20% | 1,00 |
| I | U5_8 | 23,3 | 10% | 2,33 | 20% | 4,66 |
| I | U5_9 | 1,7 | 0% | 0,00 | 50% | 0,84 |
| I | U5_10 | 1,7 | 50% | 0,85 | 50% | 0,85 |
| I | U6_12 | 1,1 | 20% | 0,22 | 30% | 0,34 |
| I | U5_11 | 12,0 | 15% | 1,79 | 30% | 3,59 |
| I | U5_12 | 13,6 | 5% | 0,68 | 20% | 2,71 |
| I | U6_13 | 37,8 | 0% | 0,00 | 20% | 7,57 |
| I | U6_14 | 23,7 | 5% | 1,19 | 25% | 5,93 |
| Sumarycznie | | 423,8 | - | 41,36 | - | 101,81 |

8.1.4 Zmiany w sektorze przemysłowym

Efektem prowadzonej restrukturyzacji przemysłów górniczego i hutniczego był znaczący spadek potrzeb energetycznych oraz pojawienie się pustych obszarów poprzemysłowych.

Tabela 8-5 Tereny przeznaczone pod rozwój strefy przemysłu i wytwórczości

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie terenu | Powierzchnia terenu pod zabudowę [ha] | Maksymalny stopień zagospodarowania do 2025 r. | Pow. obszaru pod zabudowę do 2025 r. [ha] | Maksymalny stopień zagospodarowania 2026-2035 | Pow. obszaru pod zabudowę 2026-2035 r. [ha] |
|---------------------|-------------------|---------------------------------------|--|---|---|---|
| B | P1 | 2,1 | 20% | 0,42 | 30% | 0,63 |
| C | P2 | 19,5 | 20% | 3,90 | 40% | 7,80 |
| D | P3 | 23,0 | 20% | 4,61 | 40% | 9,22 |
| D | P4 | 41,9 | 0% | 0,00 | 0% | 0,00 |
| D | P5 | 3,9 | 10% | 0,39 | 40% | 1,55 |
| D | P6 | 2,3 | 0% | 0,00 | 50% | 1,14 |
| D | P7 | 0,6 | 0% | 0,00 | 100% | 0,61 |
| E | P8 | 6,1 | 0% | 0,00 | 20% | 1,22 |
| E | P9 | 10,9 | 10% | 1,09 | 15% | 1,63 |
| E | P10 | 21,6 | 5% | 1,08 | 20% | 4,33 |
| E | P11 | 34,1 | 5% | 1,70 | 10% | 3,41 |
| F | P12 | 7,5 | 15% | 1,12 | 30% | 2,24 |
| F | P13 | 15,7 | 0% | 0,00 | 10% | 1,57 |
| F | P14 | 1,5 | 0% | 0,00 | 100% | 1,47 |
| F | P15 | 8,4 | 15% | 1,26 | 30% | 2,52 |
| F | P16 | 9,8 | 0% | 0,00 | 20% | 1,96 |
| F | P17 | 2,6 | 10% | 0,26 | 20% | 0,52 |
| F | P24 | 100,0 | 0% | 0,00 | 10% | 10,00 |
| G | P18 | 3,7 | 20% | 0,74 | 40% | 1,48 |
| G | P19 | 2,1 | 50% | 1,05 | 50% | 1,05 |
| G | P20 | 5,0 | 20% | 1,00 | 60% | 3,00 |

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie terenu | Powierzchnia terenu pod zabudowę [ha] | Maksymalny stopień zagospodarowania do 2025 r. | Pow. obszaru pod zabudowę do 2025 r. [ha] | Maksymalny stopień zagospodarowania 2026-2035 | Pow. obszaru pod zabudowę 2026-2035 r. [ha] |
|---------------------|-------------------|---------------------------------------|--|---|---|---|
| G | P21 | 4,1 | 50% | 2,05 | 50% | 2,05 |
| G | P26 | 3,8 | 0% | 0,00 | 70% | 2,66 |
| G | P31 | 8,0 | 25% | 2,00 | 50% | 4,00 |
| G | P32* | 12,5 | 0% | 0,00 | 30% | 3,75 |
| H | P22 | 30,4 | 15% | 4,56 | 30% | 9,13 |
| I | P30 | 6,2 | 0% | 0,00 | 20% | 1,24 |
| I | P23 | 5,6 | 15% | 0,83 | 30% | 1,67 |
| Sumarycznie | | 392,7 | - | 28,06 | - | 81,82 |

8.2 Bilans potrzeb energetycznych dla nowych obszarów rozwoju

Zbilansowanie potrzeb energetycznych miasta wynikających z zagospodarowania nowych terenów przeprowadzono dla:

- pełnej chłonności obszarów wytypowanych pod przewidywany sposób zagospodarowania,
- perspektywy średnioterminowej – do 2025 r.,
- perspektywy długoterminowej – na lata 2026-2035.

W pierwszym kroku określenia przyszłych potrzeb energetycznych przeprowadzono analizy zapotrzebowania na nośniki energii liczone u odbiorcy.

Do analizy bilansu przyrostu zapotrzebowania na ciepło przyjęto następujące szacunkowe założenia:

- ➔ Średnia powierzchnia użytkowa (ogrzewana) mieszkania:
 - 150 m² - dla budynku jednorodzinnego,
 - 50 m² - w zabudowie wielorodzinnej.
- ➔ Nowe budownictwo będzie realizowane jako energooszczędne spełniające wymagania ujęte w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dn. 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (t.j. Dz.U. z 2019 r. poz. 1065) - wskaźnik jednostkowego zapotrzebowania mocy cieplnej na ogrzewaną powierzchnię użytkową mieszkania:
 - 50 W/m² - do roku 2025,
 - 40 W/m² - od roku 2026.
- ➔ Zapotrzebowanie mocy cieplnej i roczne zużycie energii dla potrzeb przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) wyliczono w oparciu o PN-92/B-01706 - Instalacje wodociągowe.
- ➔ Dla obiektów i obszarów strefy usług przyjęto zróżnicowane wskaźniki zapotrzebowania mocy cieplnej w zależności od przewidywanego charakteru zabudowy: 100÷200 kW/ha. *Wielkości przyjęto na podstawie analizy istniejących obiektów tego typu w mieście oraz podobnych w innych miastach, dla których wykonano tego rodzaju opracowania.*
- ➔ Dla terenów określanych jako przemysłowe przyjęto wskaźnik zapotrzebowania mocy cieplnej na poziomie 150 kW/ha. *Wielkość tą przyjęto na tej samej podstawie jak w przypadku obiektów strefy usług.*

→ W przypadku planowanej lub realizowanej inwestycji o już zdefiniowanej powierzchni użytkowej obiektu strefy usług lub wytwórczości przyjęto wskaźnik zapotrzebowania na ciepło na poziomie $0,9 \text{ kW/m}^2$ powierzchni użytkowej.

Wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny wyznaczono:

- Dla budownictwa mieszkaniowego z uwzględnieniem wykorzystania gazu dla pokrycia potrzeb grzewczych oraz dodatkowo na potrzeby gotowania i c.w.u.
- Dla strefy usług i przemysłu – wyłącznie na pokrycie potrzeb grzewczych.

Wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną wyznaczono:

- Dla budownictwa mieszkaniowego w dwóch wariantach:
 - minimalnym – przy wykorzystaniu potrzeb na oświetlenie i korzystanie ze sprzętu gospodarstwa domowego;
 - maksymalnym, gdzie dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u.
- Wskaźniki zapotrzebowania na energię elektryczną dla zabudowy mieszkaniowej przyjęto, zgodnie z normą N SEP-E-002, na 1 mieszkanie na poziomie:
 - $12,5 \text{ kW}$ dla pokrycia potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego,
 - $30,0 \text{ kW}$ dla pokrycia potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego oraz wytworzenie ciepłej wody użytkowej.
- Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla strefy usług i przemysłu wyznaczono wskaźnikowo wg przewidywanej powierzchni zagospodarowywanego obszaru i potencjalnego charakteru odbioru w zakresie $100\div 200 \text{ kW}_e/\text{ha}$.

Prognozowane wielkości są wielkościami szczytowego zapotrzebowania na wszystkie nośniki energii liczone u odbiorcy, bez uwzględniania współczynników jednoczesności.

Bilans szczegółowy potrzeb energetycznych nowych odbiorców tj. zapotrzebowanie ciepła na ogrzewanie, zapotrzebowanie na gaz ziemny, zapotrzebowanie na energię elektryczną, przy założeniu wykorzystania chłonności analizowanych obszarów oraz horyzontów czasowych będących przedmiotem analiz przedstawiono w załączniku 3 niniejszego opracowania (tabela 1 – 3).

Zestawienie zbiorcze potrzeb energetycznych, jakie maksymalnie mogą wystąpić w jednostkach bilansowych przedstawiono odpowiednio w tabelach:

- tabela 8-6 - dla obszarów pod nową zabudowę mieszkaniową,
- tabela 8-7 - dla obszarów pod nową zabudowę usługową,
- tabela 8-8 - dla obszarów pod rozwój przemysłu.

Tabela 8-6 Potrzeby energetyczne dla obszarów pod nową zabudowę mieszkaniową

| Jednostka bilansowa | Zapotrzebowanie na ciepło | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną | | | |
|---------------------|---------------------------|-------------|-------------------------------|-----------------------|--|-------------|---------------|-------------|
| | | | | | (wariant min) | | (wariant max) | |
| | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 |
| | [MW] | [MW] | [m ³ /h] | [m ³ /h] | [kW] | [kW] | [kW] | [kW] |
| A | 2,243 | 3,612 | 350 | 596 | 3 738 | 7 525 | 6 370 | 12 810 |

| Jednostka bilansowa | Zapotrzebowanie na ciepło | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną | | | |
|---------------------|---------------------------|---------------|-------------------------------|--------------|--|---------------|---------------|---------------|
| | | | | | (wariant min) | | (wariant max) | |
| | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 |
| B | 0,745 | 0,924 | 124 | 168 | 1600 | 2650 | 2720 | 4505 |
| C | 0,000 | 0,230 | 0 | 59 | 0 | 1 438 | 0 | 2 444 |
| D | 0,488 | 0,980 | 98 | 216 | 1813 | 4550 | 3081 | 7735 |
| E | 0,073 | 0,185 | 15 | 39 | 288 | 781 | 489 | 1328 |
| F | 0,657 | 1,158 | 138 | 261 | 2725 | 5639 | 4633 | 9586 |
| G | 1,950 | 3,645 | 344 | 771 | 5 098 | 15 431 | 8 666 | 26 233 |
| Sumarycznie | 6,154 | 10,734 | 1 068 | 2 109 | 15 260 | 38 014 | 25 958 | 64 640 |
| Realnie | 2,81 | 3,73 | 487 | 735 | 7 933 | 13 208 | 13 495 | 22 459 |

(z uwzględnieniem obszarów perspektywicznych na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp)

Tabela 8-7 Potrzeby energetyczne dla obszarów pod nową zabudowę usługową

| Jednostka bilansowa | Zapotrzebowanie na ciepło | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną | |
|---------------------|---------------------------|---------------|-------------------------------|--------------|--|---------------|
| | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 |
| | [MW] | [MW] | [m³/h] | [m³/h] | [kW] | [kW] |
| A | 0,252 | 0,405 | 30 | 49 | 189 | 303 |
| B | 0,076 | 0,076 | 9 | 9 | 57 | 57 |
| C | 0,070 | 0,130 | 8 | 16 | 53 | 103 |
| D | 0,408 | 0,808 | 49 | 97 | 413 | 697 |
| E | 0,789 | 2,062 | 95 | 247 | 825 | 2 258 |
| F | 2,328 | 3,039 | 279 | 365 | 2 225 | 2 473 |
| G | 1,751 | 3,894 | 210 | 467 | 1 338 | 3 077 |
| H | 0,317 | 0,862 | 38 | 103 | 268 | 764 |
| I | 1,347 | 4,362 | 162 | 523 | 1 133 | 3 955 |
| Sumarycznie | 7,338 | 15,636 | 881 | 1 876 | 6 499 | 13 687 |
| Realnie | 3,67 | 7,82 | 440 | 938 | 3 249 | 6 843 |

(z uwzględnieniem obszarów perspektywicznych na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp)

Tabela 8-8 Potrzeby energetyczne dla obszarów pod rozwój przemysłu

| Jednostka bilansowa | Zapotrzebowanie na ciepło | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną | |
|---------------------|---------------------------|-------------|-------------------------------|-------------|--|-------------|
| | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 |
| | [MW] | [MW] | [m³/h] | [m³/h] | [kW] | [kW] |
| B | 0,063 | 0,094 | 8 | 11 | 84 | 126 |
| C | 0,585 | 1,170 | 70 | 140 | 780 | 1 560 |
| D | 0,749 | 1,878 | 90 | 225 | 999 | 2 504 |
| E | 0,581 | 1,587 | 70 | 190 | 774 | 2 116 |
| F | 0,396 | 3,041 | 47 | 365 | 528 | 4 055 |

| Jednostka bilansowa | Zapotrzebowanie na ciepło | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną | |
|---------------------|---------------------------|---------------|-------------------------------|--------------|--|---------------|
| | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 | Do 2025 | 2026 – 2035 |
| G | 1,026 | 2,698 | 123 | 324 | 1 368 | 3 598 |
| H | 0,685 | 1,369 | 82 | 164 | 913 | 1 825 |
| I | 0,125 | 0,436 | 15 | 52 | 167 | 581 |
| Sumarycznie | 4,209 | 12,274 | 505 | 1 473 | 5 612 | 16 365 |
| Realnie | 2,104 | 6,137 | 253 | 736 | 2 806 | 8 182 |

(z uwzględnieniem obszarów perspektywicznych na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp)

Przedstawione powyżej wielkości potrzeb energetycznych określają potrzeby u odbiorcy. Dla oceny przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla Bytomia na poziomie źródłowym dla poszczególnych systemów energetycznych należy uwzględnić zarówno współczynniki jednoczesności jak i zmiany zachowań odbiorców w przewidywanym horyzoncie czasowym, w tym w szczególności działania związane z poprawą efektywności energetycznej.

Należy zwrócić uwagę, że z uwagi na brak możliwości w chwili obecnej jednoznacznego wskazania, które z obszarów będą zagospodarowane w pierwszej kolejności, przewiduje się, że realny stopień zagospodarowania wytypowanych obszarów w skali całego miasta stanowić będzie ok. 45 ÷ 50% w perspektywie średnioterminowej do 2025 r. i 35% w perspektywie docelowej wskazanego przyrostu nowych zasobów mieszkaniowych oraz około 50% wskazanego łącznie maksymalnego stopnia zagospodarowania obszarów strefy usług i przemysłu.

Odpowiadają temu wielkości zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii przedstawione w powyższych tabelach, jako „realnie” liczone w skali całego miasta.

Zapotrzebowanie na nośniki energii na poziomie źródłowym

Na potrzeby określenia przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla miasta na poziomie źródłowym przyjęto, na podstawie zaobserwowanych tendencji rozwoju miasta, następujące warianty, dla których uwzględniono przedstawione poniżej założenia:

→ wariant zrównoważony - realny:

- dla zabudowy mieszkaniowej - wykorzystanie terenów rozwoju przy założonym tempie rozwoju zabudowy mieszkaniowej według średniej z okresu 2013-2019 tj. oddawaniu 105 mieszkań na rok (rozdz. 8.1.2),
- dla rozwoju strefy usług i wytwórczości - wykorzystanie 50% obszarów wskazanych do zagospodarowania (według tabel 8-4 i 8-5).

→ wariant optymistyczny:

- dla zabudowy mieszkaniowej - wykorzystanie terenów rozwoju przy założonym wzroście tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej o 30% w stosunku do wariantu realnego,
- dla rozwoju strefy usług i wytwórczości - wykorzystanie 70% obszarów wskazanych do zagospodarowania (według tabel 8-4 i 8-5).

→ wariant stagnacyjny:

- dla zabudowy mieszkaniowej – spowolnienie tempa rozwoju o 30% w stosunku do wariantu realnego,
- dla rozwoju strefy usług i wytwórczości - wykorzystanie 25% obszarów wskazanych do zagospodarowania (według tabel 8-4 i 8-5).

W kolejnych rozdziałach przedstawiono wyniki przeprowadzonych analiz, w których uwzględniono też wskazania dotyczące kierunków wykorzystania poszczególnych nośników dla pokrycia potrzeb grzewczych przedstawione w rozdz. 12. określającym scenariusze zaopatrzenia miasta w nośniki energii, oraz efekty zmiany zapotrzebowania wynikające z działań termomodernizacyjnych i zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło.

8.3 Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło

8.3.1 Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło

Przyszłościowy bilans zapotrzebowania miasta na ciepło przeprowadzono przy uwzględnieniu przyjętych w powyższych rozdziałach:

- przewidywanego tempa przyrostu zabudowy w wytypowanych okresach według wariantów realnego i optymistycznego oraz stagnacyjnego rozwoju miasta
- oraz
- pozostawieniu bez zmian charakteru istniejącej zabudowy i założeniu jej likwidacji (wyburzenia) w tempie 50 mieszkań rocznie oraz 0,5% obiektów strefy usług i wytwórczości i 0,2% w wariantcie optymistycznym,
 - przyjęciu, że działania termomodernizacyjne będą prowadzone w sposób ciągły, a ich skala oszacowana została wg trendu z lat ubiegłych na poziomie: dla wariantu realnego na 0,5% średniorocznie do roku 2025 i 0,3% w skali roku w okresie 2026–2035; dla wariantu optymistycznego na 0,7% średniorocznie do roku 2025 i 0,4% w skali roku w okresie 2026–2035; dla wariantu stagnacyjnego odpowiednio 0,4% i 0,1% rocznie,
 - uwzględnieniu zmian zapotrzebowania na nośniki energii zasygnalizowane przez podmioty gospodarcze w ramach przeprowadzonej akcji ankietowej.

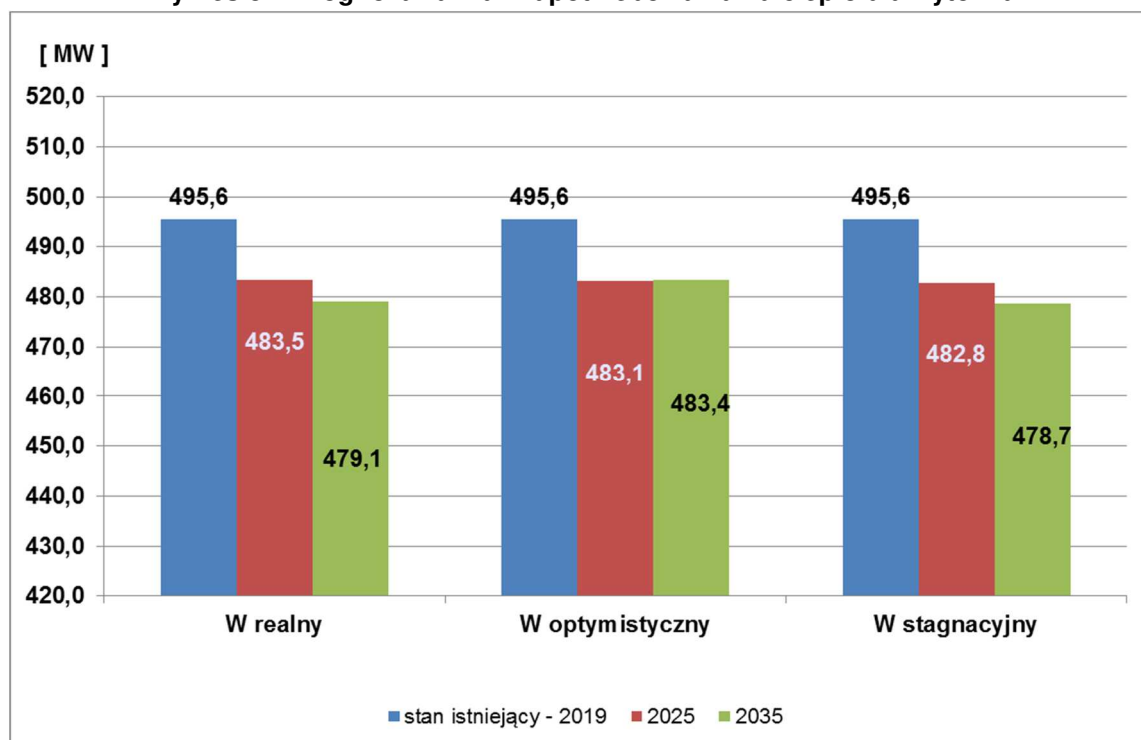
Poniżej przedstawiono zestawienie bilansowe dla realnego wariantu rozwoju, uwzględniając zarówno przyjętą dynamikę rozbudowy nowych obszarów rozwoju, jak również zróżnicowane tempo zmian potrzeb cieplnych dla obiektów istniejących (np. tempo działań termomodernizacyjnych czy realizacji planów rozwoju podmiotów gospodarczych).

W wariantcie realnym szacuje się, że do roku 2035 nastąpi niewielki (około 2,5% w stosunku do stanu obecnego) spadek zapotrzebowania mocy cieplnej i docelowo osiągnie ona wielkość niespełna 495 MW dla Miasta.

Tabela 8-9 Przyszłościowy bilans ciepły miasta [MW] – wariant realny

| Charakter zabudowy | Wyszczególnienie | Do 2025 | 2026-2035 |
|-----------------------------|---|--------------|--------------|
| Budownictwo mieszkaniowe | stan na początku okresu | 362,2 | 352,3 |
| | spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych | 10,9 | 10,5 |
| | spadek w wyniku wyburzeń | 1,8 | 2,4 |
| | przyrost związany z nowym budownictwem | 2,8 | 3,7 |
| | stan na koniec okresu | 352,3 | 343,1 |
| Strefa usług i wytwórczości | stan na początku okresu | 133,4 | 131,2 |
| | spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych | 4,0 | 2,6 |
| | ubytek w wyniku likwidacji | 4,0 | 6,6 |
| | przyrost związany z rozwojem | 5,8 | 14,0 |
| | stan na koniec okresu | 131,2 | 136,0 |
| Miasto Bytom | stan na początku okresu | 495,6 | 483,5 |
| | spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych | 14,9 | 13,1 |
| | ubytki | 5,8 | 9,0 |
| | przyrost związany z rozwojem gminy | 8,6 | 17,7 |
| | stan na koniec okresu | 483,5 | 479,1 |
| | zmiana w stosunku do stanu z 2019 r. [%] | -2,44% | -3,33% |

W analogiczny sposób przeprowadzono zbilansowanie przyszłych potrzeb ciepłych miasta dla wariantu optymistycznego i stagnacyjnego, a obrazowo skalę zmian zapotrzebowania na ciepło, jakie potencjalnie mogą wystąpić w analizowanym okresie dla Bytomia, w zależności od przyjętego wariantu rozwoju, przedstawiono zbiorczo na poniższym wykresie.

Wykres 8-2 Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło dla Bytomia


W każdym z wariantów zaznacza się wyraźna tendencja spadku zapotrzebowania na ciepło. Dla okresu docelowego (2035 r.) waha się ona w granicach od 2,5% do około 3,5% liczona w stosunku do stanu z roku bazowego 2019.

8.3.2 Prognoza zmian w strukturze zapotrzebowania na ciepło

Oprócz przyrostu zapotrzebowania na ciepło wskutek zabudowy nowych obszarów na terenie miasta, w rozpatrywanym okresie wystąpią również zjawiska zmiany struktury pokrycia zapotrzebowania na ciepło w budownictwie. Miasto winno dążyć do likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań bazujących na spalaniu węgla kamiennego (szczególnie ogrzewań piecowych) i zamianie ich na rzecz:

- systemu ciepłowniczego;
- paliw niskoemisyjnych (gaz ziemny, olej opałowy, gaz płynny, węgiel wysokiej jakości);
- odnawialnych źródeł energii (kolektory słoneczne, pompy ciepła, biomasa - głównie drewno);
- energii elektrycznej.

Obecne zapotrzebowanie mocy cieplnej pokrywane przez ogrzewania węglowe w poszczególnych grupach odbiorców kształtuje się następująco:

- budownictwo mieszkaniowe ~ 155,7 MW;
- budynki użyteczności publicznej ~ 7,4 MW;
- usługi komercyjne i wytwórczość ~ 10,1 MW

Podsumowując powyżej przedstawione informacje, można stwierdzić, że ogrzewania bazujące na wykorzystaniu węgla według rozwiązań indywidualnych, jako nośnika energii w bilansie miasta stanowią około 35%.

W celu oszacowania potencjalnej wielkości mocy cieplnej, która pojawi się do zastąpienia przez podane powyżej sposoby zaopatrzenia w ciepło w związku z likwidacją przestarzałych źródeł węglowych, przyjęto następujące założenia:

- 70% ogrzewań piecowych w zabudowie wielorodzinnej zostanie w okresie docelowym zlikwidowane przez podłączenie do systemu ciepłowniczego, gazowniczego lub zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem energii elektrycznej;
- 30% indywidualnych kotłów węglowych w zabudowie jednorodzinnej stanowią kotły węglowe niskoemisyjne spełniające wymagania klasy 5;
- 70% pozostałych niskosprawnych ogrzewań węglowych w zabudowie jednorodzinnej zostanie zmodernizowanych przez wymianę na zastosowanie innego sposobu ogrzewania (gaz ziemny, OZE, pompy ciepła);
- 100% ogrzewań węglowych w budynkach użyteczności publicznej oraz w zabudowie usługowo-wytwórczej zostanie poddanych wymianie na ekologiczne w okresie docelowym.

Przy uwzględnieniu powyższych założeń wielkość mocy cieplnej do zmiany sposobu zasilania w okresie docelowym przewiduje się na ok. 110 MW, co przy równolegle prowadzo-

nych działaniach związanych z poprawą efektywności energetycznej na obiektach winno przełożyć się na ograniczenie tego zapotrzebowania co najmniej o ok. 30%.

Zmiana sposobu zasilania w ciepło obejmuje wykorzystanie różnego rodzaju źródeł, w tym m.in.: z systemu ciepłowniczego, spalania paliw niskoemisyjnych (gaz ziemny, olej opałowy, gaz płynny) zastosowania rozwiązań z wykorzystaniem OZE oraz energii elektrycznej. Dopuszcza się wykorzystanie węgla jako paliwa pod warunkiem zastosowania kotłów spełniających wymagania klasy 5.

8.3.3 Możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na ciepło z systemu ciepłowniczego PEC-u Bytom – zapewnienie źródłowe jego pokrycia

Obszary, dla których istnieje możliwość zaopatrzenia w ciepło z działających na terenie Bytomia systemów ciepłownicznych, w tym miejskiego systemu ciepłowniczego PEC Bytom („systemy „bytomski” i „radzionkowski”) wskazane zostały w rozdz. 12 dotyczącym scenariuszy zaopatrzenia Bytomia w nośniki energii.

W zależności od wskazanego sposobu zaopatrzenia w ciepło realnie można przyjąć, że do systemu ciepłowniczego zostanie podłączonych 100% obiektów jednoznacznie wskazanych do podłączenia do m.s.c., jak również 80% odbiorców z obszarów przewidywanych do podłączenia do systemu ciepłowniczego lub gazowniczego ze wskazaniem na system ciepłowniczy oraz 20% odbiorców z możliwością podłączenia do systemu ciepłowniczego przy wskazaniu gazowniczego jako preferowanego.

Wielkości te mogą się wahać w granicach od $\pm 25\%$ w zależności od wyników przeprowadzonego indywidualnie rachunku ekonomicznego.

Z punktu widzenia możliwości zapewnienia pokrycia tego zapotrzebowania, w szczególności z uwagi na zmieniony sposób zasilania systemów z poziomu źródłowego, jak również działań prowadzonych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze PEC Bytom, ZPEC Zabrze oraz Fortum Silesia związanych z rozszerzaniem obszaru oddziaływania głównego źródła wytwarzania ciepła, jakim docelowo stał się nowy blok energetyczny w EC Zabrze wymagana jest ocena możliwości stopnia wykorzystania, z równoczesnym zapewnieniem pełnego pokrycia potrzeb cieplnych odbiorców ciepła systemowego z terenów Zabrze i Bytomia.

W zamieszczonej poniżej analizie zestawiono wielkości dyspozycyjnej mocy cieplnej EC Zabrze, jako źródła podstawowego, EC Miechowice jako źródła szczytowego, z wymaganym poziomem zapotrzebowania przez odbiorców miast Bytomia i Zabrze z uwzględnieniem planowanych do podłączenia systemów lokalnych Zabrze – zasilanych obecnie z kotłowni Rokitnica i Helenka.

Tabela 8-10 Przewidywane zmiany potrzeb ciepłych możliwych do pokrycia z systemu ciepłowniczego „bytomskiego” – wariant zrównoważony [MW]

| Wyszczególnienie | Stan na 2019 r. | Okres | |
|--|-----------------|---------|-------------|
| | | do 2025 | 2025 - 2035 |
| „bytomski” msc | | | |
| Moc zamówiona w msc - stan wyjściowy | ~187,6 | | |
| Nowe zasoby budownictwa mieszkaniowego | | 0,16 | 0,64 |
| Budownictwo usługowe i wytwórcze – nowe obiekty (obszary) | | 2,87 | 6,72 |
| Założone średnie tempo spadku zapotrzebowania w skali roku [%] | | 1,5% | 1,0% |
| Spadek zapotrzebowania wynikający z ubytków i działań termomodernizacyjnych | | -16,9 | -18,8 |
| Podłączenie do systemu jako zmiana sposobu zaopatrzenia w ciepło | | 12,0 | 15,0 |
| Zmiana zapotrzebowania – sumarycznie dla obszaru oddziaływania „bytomskiego” msc | | -1,85 | 3,60 |
| Moc zamówiona przez odbiorców - msc „bytomski” - stan na koniec okresu | 187,6 | 185,8 | 189,4 |
| Moc zamówiona w FORTUM SILESIA | 138,4 | 139,3 | 142,0 |
| | | | |
| msc Zabrze | | | |
| Moc zamówiona przez odbiorców - msc Zabrze - stan wg „Założeń...dla Zabrze z 2018 r. | 163 | 152 | 161 |
| Moc zamówiona w FORTUM SILESIA | 148,6 * | 114,0 | 120,8 |
| | | | |
| Moc zamówiona w planowanych do przyłączenia K. Rokitnica i K. Helenka | 10,9 *** | 11,4 ** | 12,4 ** |
| | | | |
| Sumaryczne zapotrzebowanie mocy ze źródeł FORTUM SILESIA | | 264,7 | 275,1 |

* Stan na 2016 r.

** Prognoza odpowiednio na lata 2023 i 2033

*** SECAP Zabrze

Przy określaniu zapotrzebowania mocy ze źródeł FORTUM SILESIA (EC Zabrze i EC Miechowice) przyjęto uśredniony współczynnik jednoczesności zapotrzebowania na poziomie 0,75.

Na sumaryczną moc ciepłą zainstalowaną – dyspozycyjną z obu źródeł po roku 2022 na poziomie około 265 MW składają się:

- w EC Zabrze – nowy blok z kotłem fluidalnym - 125 MW,
- kocioł WR-40
- kocioł KP-20
- w źródle w Miechowicach - kocioł WR-25,
- kotły olejowe - 5x 10,5 MW.

Zaprezentowane powyżej wielkości wskazują na pełne wykorzystanie mocy cieplnej zainstalowanej w źródłach zasilających systemy ciepłownicze „zabrzański” i „bytomski” w sytuacji wystąpienia obliczeniowej temperatury otoczenia.

Brak rezerw mocy w źródłach wskazuje na konieczność obserwowania tendencji zmian zapotrzebowania mocy i prowadzenia analizy wyprzedzającej dla oceny wystąpienia konieczności działań w źródłach, wynikających z mogącego potencjalnie wystąpić niedoboru mocy zainstalowanej.

Poniżej przedstawiono analogiczną analizę przyszłego zapotrzebowania mocy w źródle dla systemu „radzionkowskiego”.

Tabela 8-11 Przewidywane zmiany potrzeb ciepłych możliwych do pokrycia z „radzionkowskiego” systemu ciepłowniczego [MW]

| Wyszczególnienie | Stan na 2019 r. | Okres | |
|---|--------------------------------|--------------|--------------|
| | | do 2025 | 2026 - 2035 |
| Moc zamówiona przez odbiorców | Bytom 31,97 Radzionków 14,7 | | |
| Nowe zasoby budownictwa mieszkaniowego w Bytomiu | | 0,05 | 0,20 |
| Budownictwo usługowe i wytwórcze – nowe obiekty (obszary) w Bytomiu | | 0,48 | 1,20 |
| Założone średnie tempo spadku zapotrzebowania w skali roku [%] w Bytomiu | | 1,5% | 1,0% |
| Obniżenie zapotrzebowania dla Bytomia | | -2,40 | -3,44 |
| Zmiany zapotrzebowania wg wskaźnika dla Radzionkowa (źr. APZ Radzionkowa z 2018 r.) | | -0,99 | -1,98 |
| Podłączenie do systemu jako zmiana sposobu zaopatrzenia w ciepło | | 1,6 | 3,2 |
| Sumarycznie zmiana zapotrzebowania | | -1,25 | -0,80 |
| Sumaryczne zapotrzebowanie mocy zamówionej | 46,66 | 45,41 | 44,61 |

Przy określaniu maksymalnego zapotrzebowania mocy z Ciepłowni Radzionków wyznaczonego na bazie rzeczywistego przebiegu podawanej mocy cieplnej przy minimalnej występującej temperaturze otoczenia w ostatnich latach i korekcie do warunków temperatury obliczeniowej otoczenia określono współczynnik jednoczesności wykorzystania mocy zamówionej przez odbiorców na poziomie 0,85. Przekłada się to na przyjęcie maksymalnego zapotrzebowania mocy cieplnej w źródle na poziomie 40 MW, zapewniającym pokrycie mocy zamówionej przez odbiorców o zbliżonej wartości w całym analizowanym okresie.

8.4 Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny

Przedstawione w załączniku 3 wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny wyrażają potencjalne maksymalne dla analizowanych obszarów potrzeby odbiorców w przyjętych horyzontach czasowych i dla pełnej chłonności.

Dla oszacowania rzeczywistego tempa przyrostu zapotrzebowania i jego zakresu na poziomie źródłowym przeprowadzono analizy dla wcześniej wymienionych wariantów realnego, optymistycznego i stagnacyjnego przy założeniu zaopatrzenia w gaz obszarów zakwalifikowanych w scenariuszach pokrycia zapotrzebowania na ciepło jako preferowanych do wykorzystania gazu jako nośnika energii (patrz Rozdział 12. Scenariusze zaopatrzenia obszaru Miasta Bytomia w nośniki energii).

W poniższej tabeli przedstawiono przewidywany wzrost zapotrzebowania na gaz sieciowy w okresie docelowym, tj. do roku 2035, w rozliczeniu dla całego miasta przy uwzględnieniu: pojawienia się odbiorców w wyniku powstawania nowej zabudowy, utrzymania na stałym poziomie przyrostu liczby odbiorców indywidualnych z grupy zabudowy istniejącej równoważony obniżaniem zapotrzebowania w wyniku prowadzonych przez odbiorców działań związanych z racjonalizacją zużycia energii.

Uwzględniono współczynniki jednoczesności na poziomie 0,7.

Tabela 8-12 Przyrost zapotrzebowania na gaz ziemny na poziomie źródłowym

| Wariant | Przyrost zapotrzebowania na gaz ziemny [m ³ /h] | | | Prognozowany przyrost zużycia gazu [tys. m ³ /rok] |
|------------------|--|-------------|-----------------|---|
| | do 2025 | 2026 – 2035 | Łącznie do 2035 | |
| w. stagnacyjny | 390 | 750 | 1 140 | 1 370 |
| w. realny | 560 | 1075 | 1 635 | 2 000 |
| w. optymistyczny | 730 | 1 400 | 2 130 | 2 550 |

Analizy powyższe nie obejmują określenia zapotrzebowania na gaz sieciowy na cele technologiczne, gdyż nie jest to możliwe bez znajomości rodzaju zabudowy i charakteru produkcji. Informacja o takich potencjalnych odbiorcach pojawiać się będzie w momencie występowania o decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz do przedsiębiorstwa gazowniczego o warunki przyłączenia.

Przedstawione wyniki nie obejmują również wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny, który potencjalnie mógłby być zastosowany jako paliwo dla zapewnienia pokrycia zapotrzebowania dla zasilania m.s.c. Bytomia na poziomie zapotrzebowania w szczycie.

Prognozowany wzrost zapotrzebowania na gaz i przyrost zużycia gazu uwarunkowany jest działalnością przedsiębiorstwa gazowniczego promującą wykorzystanie gazu i coraz bardziej rygorystycznym podejściem do spełniania wymagań środowiskowych wymuszających na odbiorcach korzystanie z paliw niskoemisyjnych.

8.5 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną

Przedstawione w tabelach 8-6 do 8-8 wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną wyrażają maksymalną moc przyłączeniową odbiorców. Zakres zmian zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie źródłowym, nie jest tak szeroki. Podstawowe zapotrzebowanie dla odbiorców nieprzemysłowych to oświetlenie, sprzęt gospodarstwa domowego, sprzęt elektroniczny i ewentualnie wytwarzanie c.w.u. Wzrastać może zapotrzebowanie na energię elektryczną dla celów grzewczych, szczególnie w zabudowie wielorodzinnej, gdzie dotychczas wykorzystywane było ogrzewanie piecowe, lecz z jednej strony jest to element stanowiący marginalny odsetek zapotrzebowania na energię cieplną, z drugiej praktycznie nie stanowi o zwiększeniu zapotrzebowania na moc zainstalowaną u odbiorcy korzystającego już z energii elektrycznej dla wytwarzania c.w.u. Instalacje elektryczne w budynkach mieszkalnych powinny zapewniać odbiorcom pełne możliwości korzystania z posiadanych urządzeń grzewczych, oświetlenia, sprzętu AGD i RTV i innych, zarówno obecnie, jak i przez okres kilkudziesięciu najbliższych lat, bez konieczności modernizacji tych instalacji, co sprowadza się do wymogu takiego ich zwymiarowania, aby mogły sprostać również przyszłym uwarunkowaniom wynikającym ze zmian wyposażenia mieszkań i zmian stylu życia mieszkańców. Obecnie stosowane w gospodarstwach domowych odbiorniki energii elektrycznej są wykonywane jako jedno lub trójfazowe, szczególnie gdy ich moc znamionowa przekracza 3,0-3,5 kW. Do tych ostatnich należą urządzenia grzewcze oraz kuchnie elektryczne i podgrzewacze wody, których moc sięga 27 kW i więcej. Łączna moc zainstalowanych odbiorników elektrycznych w mieszkaniu może łatwo przekroczyć 40 kW, jednakże wszystkie odbiorniki energii elektrycznej nigdy nie są równocześnie włączone, a rzeczywiste zapotrzebowanie mocy jest istotnie mniejsze od sumy mocy znamionowych odbiorników, zwłaszcza przy uwzględnieniu niejednoczesności ich użytkowania w poszczególnych mieszkaniach. W chwili obecnej nie ma bezwzględnie obowiązujących aktów prawnych jednoznacznie normujących metodologię wyznaczania szczytowych obciążeń poszczególnych elementów sieci. W szczególności problem dotyczy wielkości współczynników jednoczesności, przyjmowanych w szerokim zakresie rozbieżności. Z punktu widzenia obciążeń sieci rozdzielczej i stacji transformatorowej współczynnik ten należy dobierać stosownie do liczby mieszkań zasilanych z danej stacji lub danego odcinka sieci, gdyż nie ulega wątpliwości, że wraz ze zwiększającą się liczbą budynków mieszkalnych oraz mieszkań zmniejszają się wartości współczynnika jednoczesności. Przy bardzo dużej liczbie zasilanych mieszkań (tzn. większej od 100) przyjmuje się wartości współczynnika jednoczesności jak dla 100 mieszkań, tj. 0,086 dla mieszkań z centralnym zaopatrzeniem w ciepłą wodę, oraz 0,068 dla mieszkań z elektrycznymi podgrzewaczami ciepłej wody.

Dla określenia zapotrzebowania mocy na poziomie źródłowym, w stacjach transformatorowych SN, przyjęto zatem zapotrzebowanie mocy na poziomie określonym postanowieniami normy N SEP-E-002, której celem jest zapewnienie technicznej poprawności wykonania instalacji w długookresowym horyzoncie czasowym, równym przewidywanemu okresowi jej eksploatacji. Przy czym w powołanej normie ustalono, że przy takim założeniu moc zapotrzebowana dla pojedynczego mieszkania powinna wynosić 12,5 kW dla mieszkań w budynkach z centralnym zaopatrzeniem w ciepłą wodę i 30 kW dla mieszkań w bu-

dynkach, w których przewiduje się instalowanie elektrycznych urządzeń do przygotowania ciepłej wody o znacznych mocach znamionowych.

Zakres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną określono dla:

- wariantu minimalnego – gdzie energia zużywana jest wyłącznie na potrzeby oświetlenia i sprzętu,
- wariantu maksymalnego – gdzie dodatkowo 50% odbiorców korzysta z tego nośnika energii na potrzeby wytwarzania c.w.u.

W poniższej tabeli przedstawiono wyniki przeliczenia maksymalnych przyrostów mocy zamówionej, określonych w tabeli 8-6, na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną dla gospodarstw domowych na poziomie źródłowym - w wytypowanych okresach czasowych.

Na potrzeby określenia przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla miasta na poziomie źródłowym przyjęto wykorzystanie terenów rozwoju dla zabudowy mieszkaniowej przy założonym tempie oddawania do użytkowania: 105 nowych mieszkań rocznie.

Tabela 8-13 Zapotrzebowanie mocy elektrycznej na poziomie źródłowym (na poziomie średniego napięcia) dla zabudowy mieszkaniowej

| MIASTO BYTOM | Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla nowej zabudowy (wariant min) [kW] | | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla nowej zabudowy (wariant max) [kW] | | |
|-----------------|--|-------------|-----------------|--|-------------|-----------------|
| | Do 2025 | 2026 – 2035 | Pełna chłonność | Do 2025 | 2026 – 2035 | Pełna chłonność |
| | 850 | 960 | 5 560 | 2 280 | 2 750 | 19 000 |

Na potrzeby określenia przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla miasta na poziomie źródłowym przyjęto, na podstawie zaobserwowanych tendencji rozwoju miasta, warianty rozwoju: realny, optymistyczny i stagnacyjny jak określono w rozdz. 8.2.

Określając całkowity przyrost zapotrzebowania mocy, wielkości zapotrzebowania mocy elektrycznej przez potencjalnych nowych inwestorów w zakresie usług i wytwórczości oszacowano wskaźnikowo. Dla tej grupy odbiorców współczynnik jednoczesności przyjęto jako 1,0. Odrębnym problemem jest oszacowanie wzrostu zapotrzebowania wywołanego rozwojem przemysłu. Generalnie, w przypadku odbiorców przemysłowych występuje duże zróżnicowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w zależności od rodzaju prowadzonej działalności wytwórczej. W ostatnich latach, na rozpatrywanym obszarze wystąpiło ograniczenie mocy zamawianej przez odbiorców przemysłowych, przede wszystkim wskutek likwidacji wielu przedsiębiorstw, ogólnie klasyfikowanych w branży szeroko pojętego przemysłu ciężkiego. Na terenie miasta występują potencjalnie interesujące tereny inwestycyjne, jednakże w chwili obecnej brak jest informacji o inwestorach zainteresowanych budową dużych zakładów przemysłowych w konkretnych gałęziach przemysłu. W tej sytuacji, dla terenów przewidzianych pod zabudowę przemysłową, przyjęto charakterystykę odbiorów obejmującą średni wskaźnik zapotrzebowania na poziomie 200 kW/ha,

z zastosowaniem współczynnika jednoczesności odbiorów równego jedności. Dla tak poczynionych założeń sumaryczne zapotrzebowanie na obszarze miasta będzie się kształtować następująco:

Tabela 8-14 Zapotrzebowanie mocy elektrycznej [kW] w nowej zabudowie na obszarze miasta

| Wariant | Okres | Zapotrzebowanie mocy czynnej [kW]: | | | | | |
|---------------|-----------|------------------------------------|-------|---------|-----------|---------|--------|
| | | Gospodarstwa domowe: | | Usługi: | Przemysł: | Ogółem: | |
| | | min. | max. | | | min. | max. |
| realny | do 2025 | 850 | 2 280 | 3 249 | 2 806 | 6 905 | 8 335 |
| | 2026-2035 | 960 | 2 750 | 6 843 | 8 182 | 15 985 | 17 775 |
| optymistyczny | do 2025 | 1 105 | 2 964 | 4 549 | 3 928 | 9 582 | 11 441 |
| | 2026-2035 | 1 248 | 3 575 | 9 581 | 11 455 | 22 284 | 24 611 |
| stagnacyjny | do 2025 | 595 | 1 596 | 1 625 | 1 403 | 3 623 | 4 624 |
| | 2026-2035 | 672 | 1 925 | 3 422 | 4 091 | 8 185 | 9 438 |

Zgodnie z powyższym zestawieniem zapotrzebowanie mocy na poziomie źródłowym dla nowych zasobów mieszkaniowych w Bytomiu jakie może wystąpić w okresie docelowym (do 2035 r.) szacuje się na ok. 2÷5 MW (wariant zrównoważony - realny). W przypadku odbiorców strefy usług i przemysłu to zapotrzebowanie szacuje się na ok. 20 MW.

Wielkości wskazane w powyższych tabelach przedstawiają zapotrzebowanie mocy elektrycznej z poziomu średniego napięcia. Szacunkowy przyrost zapotrzebowania mocy z systemu elektroenergetycznego z poziomu wysokiego napięcia może wynieść:

- dla zabudowy mieszkaniowej ~1÷1,5 MW
- dla strefy usług i przemysłu ~6 MW.

Dla oszacowania poziomu zużycia energii elektrycznej przyjęto utrzymanie tendencji spadkowej zapotrzebowania na energię elektryczną w mieście dla wszystkich grup odbiorców na poziomie 1% w skali roku (średnia za okres 2012-2018).

Przy przyjęciu trendu zmian zużycia energii elektrycznej według powyższego stanu oraz przy uśrednionym stanie wyjściowym z okresu 2012-2018 tj. odpowiednio sumarycznym zużyciu ~466 GWh/rok, w tym zużyciu energii elektrycznej na niskim napięciu ~215 GWh/rok prognozuje się, że zużycie energii na koniec poszczególnych okresów wyniesie odpowiednio:

- w roku 2025 → ~435 GWh, w tym na nN ~ 200 GWh;
- w roku 2035 → ~390 GWh, w tym na nN ~ 180 GWh.

Wzrost świadomości mieszkańców w zakresie racjonalizacji zużycia energii, coraz powszechniej stosowane urządzenia energooszczędne, a także stale zmniejszająca się liczba mieszkańców przyczyniają się do stopniowego spadku zapotrzebowania na energię elektryczną w Bytomiu. Przyrost zapotrzebowania energii elektrycznej w wyniku realizacji nowej zabudowy rozwoju miasta z dużym prawdopodobieństwem będzie równoważony postępującym spadkiem zużycia energii przez odbiorców z obszaru miasta.

Zgodnie z wynikami analiz przedstawionymi w powyższych tabelach znaczący przyrost zapotrzebowania mocy może wystąpić jedynie pod warunkiem realizacji scenariusza rozbudowy wg wariantu optymistycznego, bądź też realnego w stosunkowo odległym horyzoncie czasowym, pod warunkiem pojawienia się nowych odbiorców przemysłowych. Jak już wspomniano, wśród odbiorców przemysłowych występuje duże zróżnicowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w zależności od rodzaju prowadzonej działalności wytwórczej i dlatego, w przypadku pojawienia się znaczących odbiorców przemysłowych, może zaistnieć potrzeba korekty powyższego oszacowania w chwili, kiedy możliwe będzie określenie struktury działalności konkretnych odbiorców.

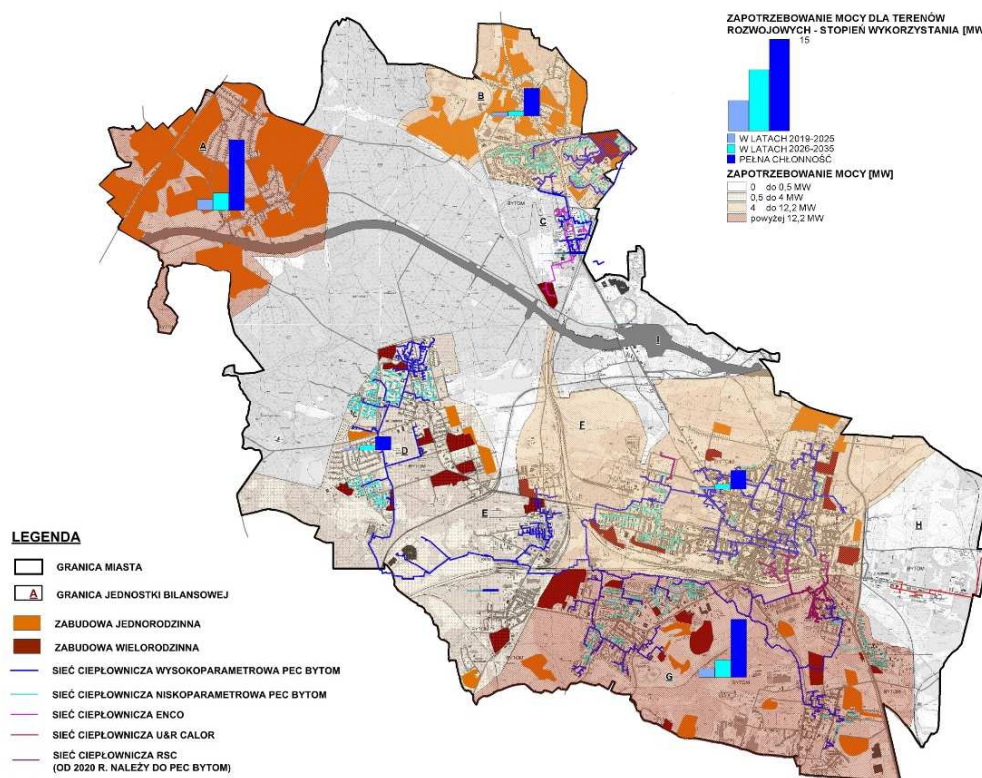
Przystąpienie do koniecznych działań inwestycyjnych na terenach przeznaczonych pod nowe budownictwo wymaga od przedsiębiorstw energetycznych współdziałania z miastem pod kątem przygotowania miejscowych planów zagospodarowania dla zarezerwowania lokalizacji tras prowadzenia sieci i sprecyzowania potrzeb docelowych dla danego terenu.

8.6 Mapy prognoz energetycznych

Dla zobrazowania tempa przyrostu zapotrzebowania na nośniki energii oraz wskazania rozkładu tych potrzeb, uwzględniając podział miasta na relatywnie odrębne dzielnice, opracowano mapy prognoz potrzeb energetycznych. Sporządzono je w układzie odrębnym dla każdego z mediów energetycznych oraz sposobu zagospodarowania, tj. dla zabudowy mieszkaniowej oraz strefy usług i wytwórczości.

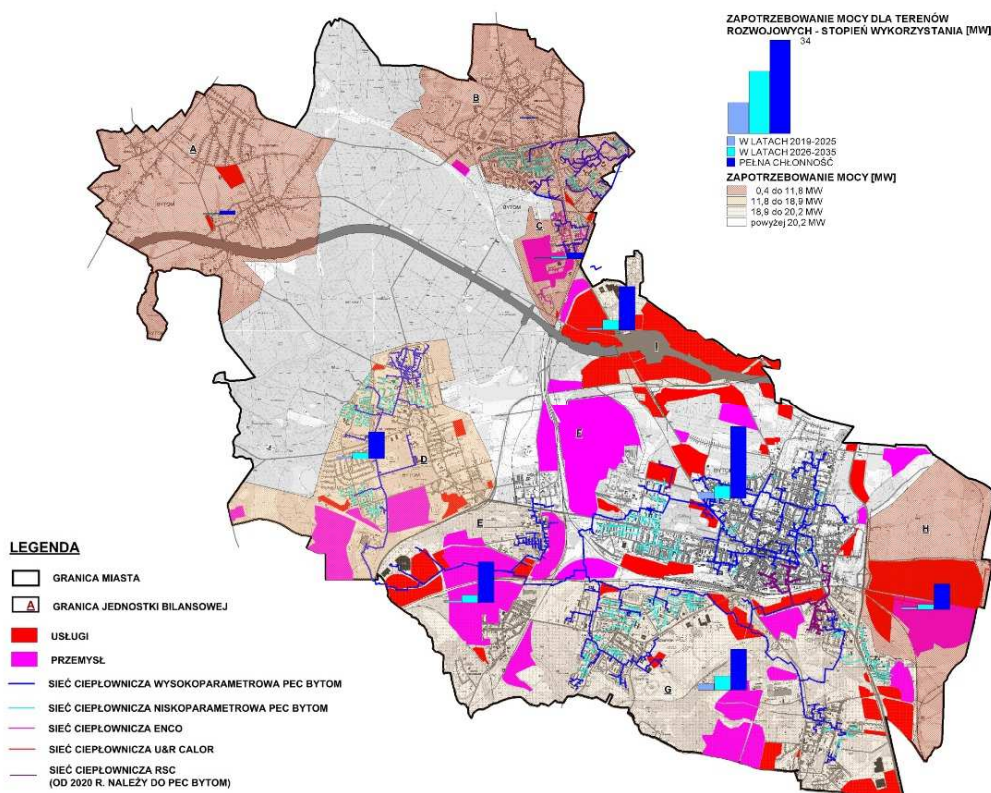
Mapy te dają możliwość szybkiej oceny następujących informacji:

- które z dzielnic (jednostek bilansowych) predystynowane są do rozwoju zabudowy mieszkaniowej, a na których preferowany będzie rozwój strefy usług i wytwórczości,
- zbiorczego poziomu potrzeb energetycznych dla nowych odbiorców dla pełnej chłonności terenów przewidywanych pod rozwój,
- skali przyrostu potrzeb energetycznych w okresie średnio- i długoterminowym dla poszczególnych jednostek bilansowych,
- oceny poziomu przyrostu zapotrzebowania na nośniki energetyczne dla zapewnienia pokrycia potrzeb energetycznych poszczególnych jednostek bilansowych dla wypełnienia zabudowy do pełnej chłonności obszarów.

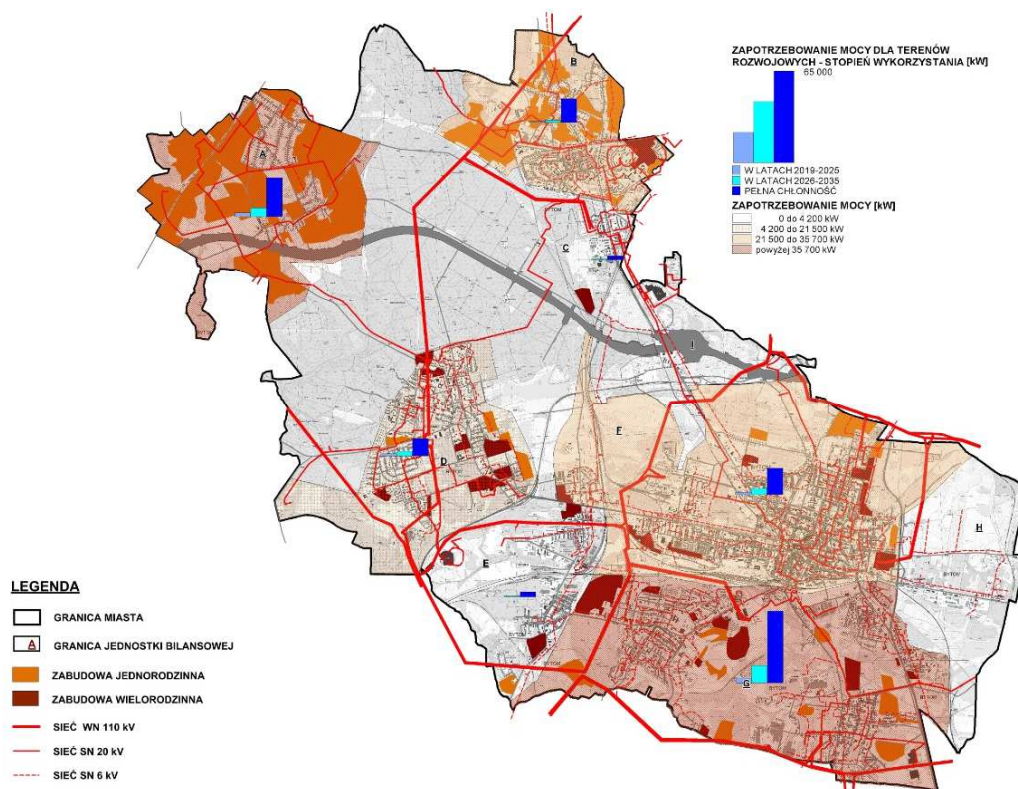


Rysunek 8-1 Mapa potrzeb ciepłych nowej zabudowy mieszkaniowej

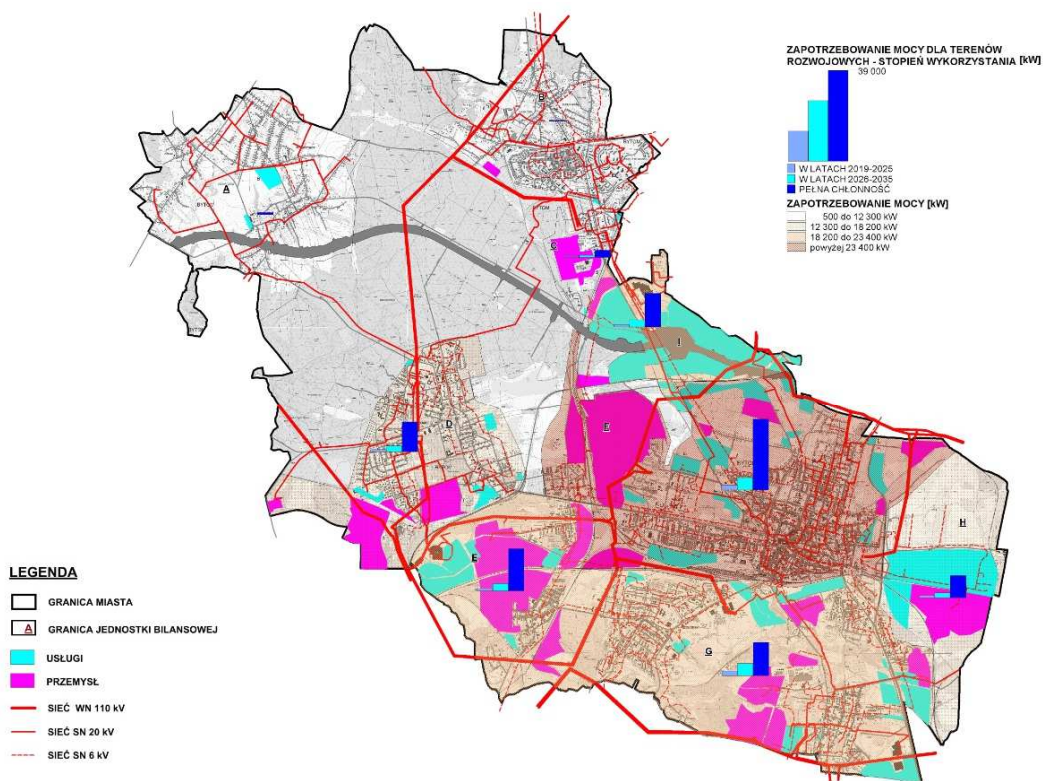
Rysunek 8-2 Mapa potrzeb ciepłych nowych obszarów rozwoju strefy usług i wytwórczości



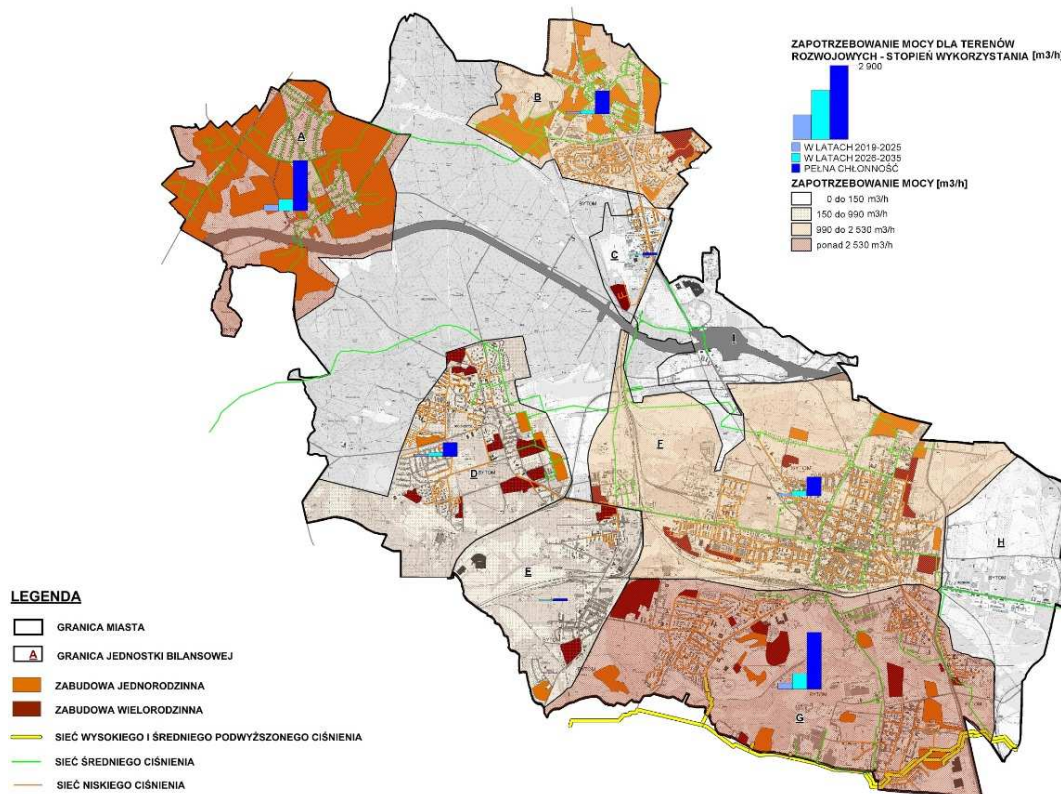
Rysunek 8-3 Mapa zapotrzebowania na energię elektryczną nowej zabudowy mieszkaniowej



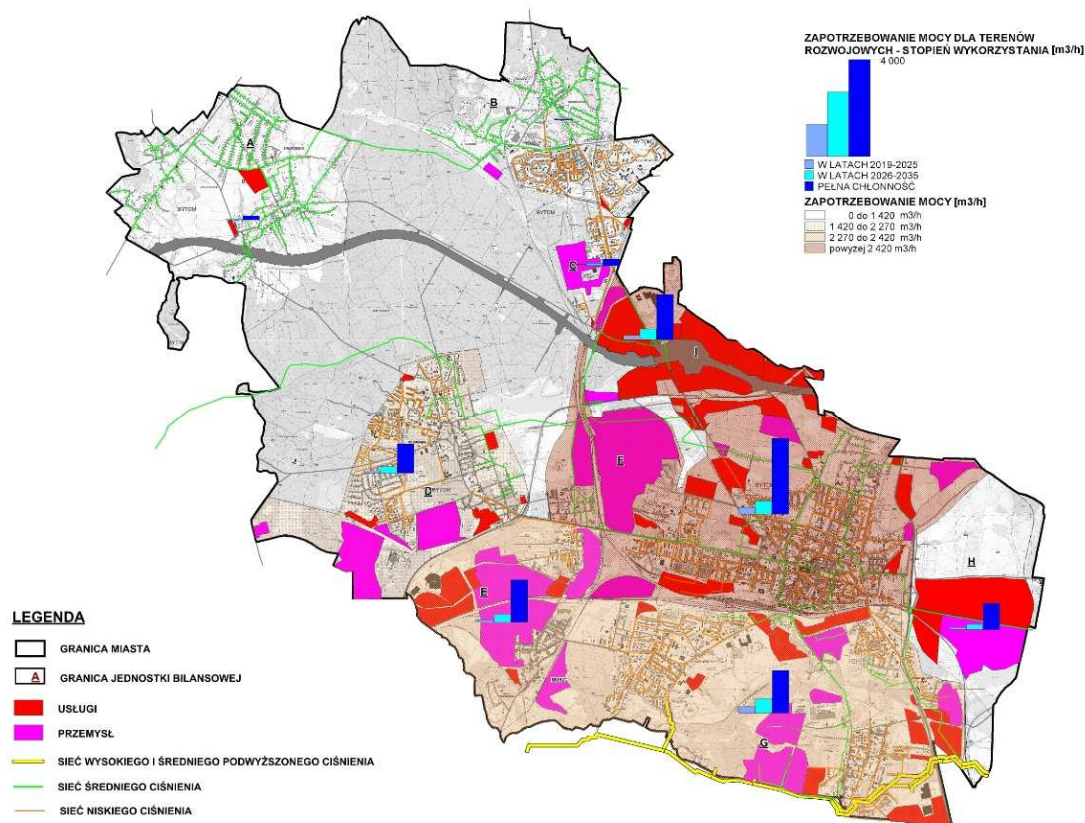
Rysunek 8-4 Mapa zapotrzebowania na energię elektryczną nowych obszarów rozwoju strefy usług i wytwórczości



Rysunek 8-5 Mapa zapotrzebowania na gaz ziemny dla nowej zabudowy mieszkaniowej



Rysunek 8-6 Mapa zapotrzebowania na gaz ziemny dla nowych obszarów rozwoju strefy usług i wytwórczości



9. Ocena bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia Bytomia w nośniki energii

Zgodnie z art. 3 pkt 16) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.), bezpieczeństwo energetyczne jest stanem gospodarki umożliwiającym pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Ustawa Prawo energetyczne określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią, przyznając organom gminy, określone w art 18 – 20, kompetencje w zakresie planowania energetycznego. Na podstawie art. 18 ust. 1 ww. ustawy do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy między innymi planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy. Gmina winna realizować to zadanie, zgodnie z polityką energetyczną państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Realizacja zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest podstawowym narzędziem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego na obszarze danej wspólnoty samorządowej. Poniżej zasygnalizowano podstawowe obszary problemowe w poszczególnych sektorach gospodarki energetycznej miasta.

9.1 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w ciepło.

Istotnym zadaniem władz miasta jest identyfikacja uwarunkowań i ograniczeń związanych z zapewnieniem dostaw ciepła, zwłaszcza sieciowego, koniecznego dla zaspokojenia potrzeb komunalnych. Przez bezpieczeństwo energetyczne zasilania w ciepło należy rozumieć zapewnienie ciągłości dostaw energii cieplnej i jej nośnika, albo paliw, niezbędnych do wytworzenia ciepła pozwalających na zaspokojenie potrzeb odbiorców (konsumentów) zlokalizowanych na obszarze miasta. Bezpieczeństwo energetyczne zaopatrzenia w energię ciepłą rozważać należy dla dwóch stanów obciążenia: obecnego i przyszłościowego - wynikającego z prognozowanych przyrostów i spadków zapotrzebowania na energię.

Obecny stan bezpieczeństwa zasilania w energię ciepłą mieszkańców Bytomia w jego centralnej części zależy w głównej mierze od pracy podstawowego źródła zasilającego system bytomski, którym jest EC Nowe Zabrze (lokalizacja – gmina Zabrze) oraz pracy źródła szczytowo–rezerwowego EC Miechowice (które, ze względu na wyłączenie kotłów energetycznych, pełni aktualnie funkcję ciepłowni). Istotne znaczenie ma również niezawodność i efektywność przesyłu ciepła nową magistralą łączącą system bytomski z za-brzańskim, której przepustowość przy założeniu stosowanej prędkości przepływu gorącej

wody w zakresie 1,5 do 2,0 m/s może osiągnąć wielkość w przedziale od 100 do 132 MW. Zarówno magistrala, jak i oba ww. źródła należą do Fortum Silesia S.A.

Z kolei bezpieczeństwo zasilania w ciepło północno-wschodniego rejonu Bytomia uzależnione jest od efektywnej pracy systemu radzionkowskiego i jego źródła, którym jest Ciepłownia Radzionków (lokalizacja – gmina Radzionków). Sieć i ciepłownia należą do PEC Bytom.

Oba systemy ciepłownicze łącznie (bytomski i radzionkowski) pokrywają aktualnie ok. 44% potrzeb ciepłych odbiorców z terenu Bytomia, z czego system radzionkowski zaspokaja 9% tych potrzeb.

W świetle ograniczonych możliwości dostawy ciepła do systemu „bytomskiego” w przypadku wystąpienia szczególnie niskich temperatur otoczenia zaletą układu jego sieci ciepłowniczej jest jej duża akumulacyjność, na co składają się długie odcinki magistral ciepłowniczych, w tym tzw. magistrali „spinającej” (2x DN 700 o długości ok. 5,6 km). Pozwala to na zmagazynowanie pewnej ilości ciepła, możliwej do przekazania odbiorcom np. w sytuacjach przygotowania się do wykorzystania w okresie przewidywanego znaczącego ochłodzenia. Uzyskuje się efekt umożliwiający relatywne wyrównanie pracy układu zasilania źródłowego.

Zapowiadana w ostatnich latach transformacja energetyczna, związana ze stopniowym odchodzeniem od wykorzystywania paliw kopalnych w energetyce, a w szczególności węgla, i przechodzenie na źródła niskoemisyjne, spowodowała konieczność weryfikacji przyjętego w 2017 r. scenariusza modernizacji/rozbudowy Ciepłowni Radzionków polegającego na budowie układu kogeneracyjnego na bazie węgla kamiennego z możliwością wyprowadzenia wyprodukowanego nadmiaru ciepła do „bytomskiego” systemu ciepłowniczego. Biorąc pod uwagę aktualne uwarunkowania formalno-prawne i przewidywane ryzyka finansowe wskazuje się na brak ekonomicznego uzasadnienia dla realizacji tego typu inwestycji.

Plany PEC Sp. z o.o. w Bytomiu w zakresie modernizacji i rozwoju systemu „radzionkowskiego” związane są z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa i ciągłości dostaw ciepła dla odbiorców z tego systemu oraz zabezpieczenia odbiorców przed ponadnormatywnym wzrostem cen ciepła, a także poszukiwaniem optymalnej ścieżki w kierunku uzyskania na niego statusu systemu efektywnego energetycznie. Analiza kierunków modernizacji Ciepłowni Radzionków, przedstawiona w rozdz. 4.2.4, zawiera kilka możliwych do realizacji scenariuszy modernizacji Ciepłowni, zakładających utrzymanie systemu „radzionkowskiego” jako autonomicznego systemu ciepłowniczego oraz analizę potencjalnych możliwości połączenia systemu „bytomskiego” i „radzionkowskiego”.

We wspomnianej powyżej analizie modernizacji Ciepłowni Radzionków przyjęto warianty modernizacji zakładu uwzględniające m.in. wykorzystanie efektywnych energetycznie układów kogeneracji na gazie ziemnym oraz zastosowanie nowoczesnych technologii w postaci silników zasilanych wodorem lub instalacji termicznego przekształcania odpadów. Rozbudowa Ciepłowni o układ wysokosprawnej kogeneracji w połączeniu z odnawialnymi źródłami energii stworzy możliwość uzyskania przez system „radzionkowski” statusu systemu efektywnego energetycznie.

Zaproponowane scenariusze nie wykluczają się wzajemnie i mogą stanowić etapy modernizacji źródła, a decyzję o ich realizacji podejmować można sukcesywnie, z uwzględnieniem rozwoju sytuacji formalnej i ekonomicznej w otoczeniu tego typu przedsięwzięć.

9.2 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w energię elektryczną.

Podstawowym podmiotem odpowiedzialnym za bezpieczeństwo zasilania w energię elektryczną jest lokalny Operator Systemu Dystrybucyjnego tj. TAURON Dystrybucja S.A. Układ zasilania miasta w energię elektryczną z racji rezerw w stacjach GPZ WN/SN daje podstawy do stwierdzenia, że istnieje zabezpieczenie ilościowe zasilania miasta w energię elektryczną. Sieć elektroenergetyczna 110 kV pracuje w układzie zamkniętym, w związku z czym w przypadkach awaryjnych istnieje możliwość drugostronnego zasilania poszczególnych stacji GPZ. Ponadto istnieją również powiązania sieci między tymi stacjami na średnim napięciu, które mogą być odpowiednio konfigurowane w zależności od stanu awaryjnego sieci. Stan techniczny infrastruktury sieciowej WN i SN zasilającej odbiorców na obszarze miasta został oceniony przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, jako dobry. Osobnym zagadnieniem jest możliwość wystąpienia tzw. „blackoutu”. Stan taki nie jest w chwili obecnej do przewidzenia, a skutki jego wystąpienia mogą być tylko w małym stopniu niwelowane. Jakkolwiek przyczyny wystąpienia poważnej awarii systemowej mogą być różnorodne, najczęstszym powodem zagrożeń są nieprzewidywalne, ekstremalne, a nawet katastrofalne zjawiska pogodowe, miasto Bytom jest położone w jednym z najbezpieczniejszych obszarów kraju, pod względem możliwości ograniczenia skutków ewentualnych awarii systemowych. Stopień nasycenia infrastrukturą sieciową, wielokierunkowe możliwości zasilania na różnych poziomach napięcia, niewielka odległość od znaczących wytwórców, tak systemowych jak i przyłączonych do sieci rozdzielczej, sprawiają, że stopień pewności zasilania w energię elektryczną odbiorców zlokalizowanych na obszarze miasta jest z pewnością wyższy od średniej krajowej.

Dodatkowym gwarantem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarze miasta jest lokalny Operator Systemu Dystrybucyjnego tj. TAURON Dystrybucja S.A. – jedno z największych w kraju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, o dużym doświadczeniu branżowym. Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej systematycznie realizuje opracowywane „Plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną”, w celu zapewnienia m.in. optymalnego poziomu bezpieczeństwa eksploatowanego systemu.

9.3 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w gaz sieciowy.

Na poziom bezpieczeństwa dostaw gazu wpływa wiele czynników, takich jak: poziom zapasów gazu w magazynach i zdolność jego odbioru (moc odbioru), zapewnienie takiej przepustowości sieci gazociągów, która umożliwiałaby przekierowanie dostaw gazu do

dotkniętych zaburzeniem dostaw obszarów, możliwości użycia alternatywnych paliw zapasowych przez odbiorców, zwłaszcza przemysłowych, poziom przepustowości połączeń transgranicznych, współpraca pomiędzy operatorami systemów w zakresie koordynowania dyspozycji, lokalna produkcja gazu i elastyczność tej produkcji, zróżnicowanie źródeł dostaw gazu, obecność infrastruktury przeznaczonej do importu gazu poprzez terminale regazyfikujące oraz gazociągi. Z technicznego punktu widzenia podmiotami odpowiedzialnymi za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu są operatorzy systemów: przesyłowego i dystrybucyjnego. Do zasadniczych zadań operatorów, bezpośrednio wpływających na poziom bezpieczeństwa energetycznego na danym obszarze należy: operatywne zarządzanie siecią gazową, w tym bieżące bilansowanie popytu i podaży, w powiązaniu z zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi oraz realizacja procedur kryzysowych w warunkach zawieszenia lub ograniczenia mechanizmów rynkowych, opracowanie i realizacja planów rozwoju sieci gazowej - adekwatnych do przewidywanego zapotrzebowania na usługi przesyłowe oraz na wymianę międzysystemową, monitorowanie niezawodności systemu gazowego we wszystkich horyzontach czasowych, a także współpraca z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych oraz skoordynowania ich rozwoju.

Sieć dystrybucyjna gazu średniego ciśnienia występująca na obszarze miasta Bytomia jest siecią rozgałęźną. W sieci niskiego ciśnienia występują obszary w układzie pierścieniowym. System dostawy gazu eksploatowany jest na obszarze narażonym na negatywne wpływy eksploatacji górniczej. Poziom bezpieczeństwa dostawy gazu do odbiorców na przedmiotowym terenie jest określany przez lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego jako dobry. Ww. sieć gazowa jest w dobrym stanie technicznym i może być źródłem gazu dla potencjalnych odbiorców znajdujących się na terenie objętym opracowaniem.

Odrębnym zagadnieniem jest zapewnienie ciągłości dostaw gazu spoza kraju i rozbudowa systemu jego rozprowadzenia. W aspekcie wyżej opisanym poziom bezpieczeństwa miasta Bytomia nie odbiega od średniego poziomu na obszarze kraju.

W projekcie Planu Inwestycyjnego na lata 2020-2022 spółki PSG uwzględniono inwestycję polegającą na przebudowie gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Tworzeń-Łagiewniki w celu poprawy warunków zasilania aglomeracji górnośląskiej, w tym miasta Bytomia. Wskazana inwestycja z pewnością przyczyni się do zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia miasta w gaz ziemny.

Utrzymujące się obniżenie cen gazu jakie miało miejsce w ostatnim okresie stanowi szansę na wzrost zainteresowania wykorzystaniem go jako nośnika energii i na rozszerzenie się grupy odbiorców z uwagi na poprawę opłacalności zastosowania i użytkowania gazu dla celów grzewczych, a w szczególności zastosowanie układów kogeneracyjnych o zasięgu lokalnym.

10. Ocena możliwości i planowane wykorzystanie lokalnych źródeł energii

10.1 Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych

Z przeprowadzonej analizy lokalnych źródeł przemysłowych w Bytomiu stwierdzono, że zakłady dysponują mocą cieplną wyłącznie dla własnych potrzeb. Zatem na chwilę obecną nie istnieje możliwość wykorzystania nadwyżek mocy cieplnej ww. źródeł.

Realizowanie działalności związanej z wytwarzaniem lub przesyłaniem i dystrybucją ciepła wymaga uzyskania koncesji (w przypadku, gdy moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW). Uzyskanie koncesji pociąga za sobą szereg konsekwencji wynikających z ustawy Prawo energetyczne (konieczność ponoszenia opłat koncesyjnych na rzecz URE, sprawozdawczość, opracowywanie taryf dla ciepła zgodnych z wymogami ustawy i wynikającego z niej rozporządzenia). Ponadto, należy wówczas zapewnić odbiorcom warunki zasilania zgodne z rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej, w tym także zapewnić odpowiednią pewność zasilania. W sytuacjach awaryjnych podmiot przemysłowy jest zainteresowany zapewnieniem dostawy ciepła na własne potrzeby, gdyż koszty utracone w wyniku strat na głównej działalności operacyjnej przedsiębiorstwa przemysłowego, z reguły będą niewspółmierne do korzyści ze sprzedaży ciepła. Ponadto, obecny system tworzenia taryf za ciepło nie daje możliwości osiągania zysków na kapitale własnym. W tej sytuacji zakłady przemysłowe często nie są zainteresowane rozpoczynaniem działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło odbiorców zewnętrznych.

10.2 Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej

Zasoby energii odpadowej istnieją we wszystkich tych procesach, w trakcie których powstają produkty (główne lub odpadowe) o parametrach różniących się od parametrów otoczenia, w tym w szczególności o podwyższonej temperaturze.

Generalnie można wskazać następujące źródła odpadowej energii cieplnej:

- procesy wysokotemperaturowe (na przykład w piecach grzewczych do obróbki plastycznej lub obróbki cieplnej metali, w piekarniach, w części procesów chemicznych), gdzie dostępny poziom temperaturowy jest wyższy od 100°C;
- procesy średiotemperaturowe, gdzie jest dostępne ciepło odpadowe na poziomie temperaturowym rzędu 50 do 100°C (na przykład procesy destylacji i rektyfikacji, przemysł spożywczy i inne);
- zużyte powietrze wentylacyjne o temperaturze zbliżonej do 20°C;
- ciepło wody odpadowe i ścieki o temperaturze w przedziale 20 do 50°C.

Z operacyjnego punktu widzenia optymalnym rozwiązaniem jest wykorzystanie ciepła odpadowego bezpośrednio w samym procesie produkcyjnym (np. do podgrzewania materiałów wsadowych do procesu), gdyż występuje wówczas duża zgodność między podażą ciepła odpadowego, a jego zapotrzebowaniem do procesu, a ponadto istnieje zgodność dostępnego i wymaganego poziomu temperatury. Problemem jest oczywiście możliwość technologicznej realizacji takiego procesu. Decyzje związane z takim sposobem wykorzystania ciepła w całości spoczywają na podmiocie prowadzącym związaną z tym działalność.

Procesy wysoko- i średnitemperaturowe pozwalają wykorzystywać ciepło odpadowe na potrzeby ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody. Przy tym odbiór ciepła na cele ogrzewania następuje tylko w sezonie grzewczym i to w sposób zmieniający się w zależności od temperatur zewnętrznych. Stąd w części roku energia ta nie będzie wykorzystywana, a dla pozostałego okresu należy przewidzieć uzupełniające źródło ciepła. Decyzja o takim sposobie wykorzystania ciepła odpadowego powinna być każdorazowo przedmiotem analizy dla określenia opłacalności takiego działania.

Ciepło odpadowe na poziomie temperatury 20-30°C często powstaje nie tylko w zakładach przemysłowych, ale i w gospodarstwach domowych (np. zużyta ciepła woda), mogąc stanowić źródło ciepła dla odpowiednio dobranej pompy ciepła. Ponadto znakomitym źródłem ciepła do ogrzewania mieszkań jest ciepło wytwarzane przez eksploatowane urządzenia techniczne, jak: pralki, lodówki, telewizory, sprzęt komputerowy i inne urządzenia powszechnie obecnie stosowane w gospodarstwie domowym. Znaczącym źródłem ciepła są również ludzie przebywający w danym pomieszczeniu, co legło u podstaw idei tzw. domu pasywnego tj. standardu wznoszenia obiektów budowlanych, które wyróżniają się bardzo dobrymi parametrami izolacyjnymi przegród zewnętrznych oraz zastosowaniem szeregu rozwiązań, mających na celu zminimalizowanie zużycia energii w trakcie eksploatacji.

Atrakcyjną opcją jest wykorzystanie energii odpadowej zużytego powietrza wentylacyjnego. Wynika to z kilku przyczyn:

- ➔ dla nowoczesnych obiektów budowlanych straty ciepła przez przegrody uległy znacznemu zmniejszeniu, natomiast potrzeby wentylacyjne pozostają nie zmienione, a co za tym idzie, udział strat ciepła na wentylację w ogólnych potrzebach cieplnych staje się coraz bardziej znaczący (dla tradycyjnego budownictwa mieszkaniowego straty wentylacji stanowią około 20 do 25% potrzeb cieplnych, a dla budynków o wysokiej izolacyjności przegród budowlanych - nawet ponad 50%; dla obiektów wielokubaturowych wskaźnik ten jest jeszcze większy);
- ➔ odzysk ciepła z wywiewanego powietrza wentylacyjnego na cele przygotowania powietrza dolotowego jest wykorzystaniem wewnątrzprocesowym z jego wszystkimi zaletami;
- ➔ w obiektach wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (w szczególności obiekty usługowe o znaczeniu miejskim i regionalnym) układ taki pozwala na odzyskiwanie chłodu w okresie letnim, zmniejszając zapotrzebowanie energii do napędu klimatyzatorów.

W związku z powyższym, proponuje się w Bytomiu stosowanie układów rekuperacji ciepła w układach wentylacji wszystkich obiektów wielokubaturowych, zwłaszcza wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (sale gimnastyczne, sportowe, baseny), których modernizacji lub budowy podejmie się miasto. Jednocześnie korzystne jest promowanie tego rozwiązania w mniejszych obiektach, w tym także mieszkaniowych (na rynku powszechne są rozwiązania dla budownictwa jednorodzinne).

Biorąc pod uwagę możliwości wykorzystania energii odpadowej, należy zauważyć, że podmioty gospodarcze, dla których działalność związana z zaopatrzeniem w ciepło stanowi (lub może stanowić) działalność marginalną, nie są zainteresowane jej podejmowaniem. Stąd też głównymi odbiorcami ciepła odpadowego będą podmioty wytwarzające ciepło odpadowe.

Przeprowadzona na potrzeby bilansu energetycznego ankietyzacja znaczących podmiotów gospodarczych wykazała, że obecnie odzysk ciepła na terenie miasta Bytomia jest prowadzony w następujących obiektach:

- Wojewódzki Szpital Specjalistyczny Nr 4 w Bytomiu – odzysk ciepła z powietrza wentylacyjnego z zastosowaniem wentylacji mechanicznej z rekuperacją o sprawności temperaturowej minimum 50% (wymenniki krzyżowe i glikolowe);
- Wydział Zdrowia Publicznego Śląskiego Uniwersytetu Medycznego w Katowicach przy ul. Piekarskiej w Bytomiu – odzysk ciepła z powietrza wentylacyjnego z zastosowaniem wentylacji mechanicznej nawiewno-wywiewnej (uruchomienie 07.2020 r.) - szacowany poziom odzysku energii ~990 GJ/rok.

Ponadto planowane są instalacje odzysku ciepła w obiektach:

- Akademickie Centrum Stomatologii i Medycyny Specjalistycznej (SUM) – planowana instalacja wentylacji mechanicznej z rekuperacją (odzysk 70% ciepła z powietrza wywiewanego) – szacunkowy odzysk energii cieplnej na poziomie ~470 GJ/rok;
- Węgłokoks Kraj Sp. z o.o. – KWK Bobrek-Piekary Ruch Bobrek – planowana instalacja odzysku ciepła z wód dołowych z zastosowaniem pomp ciepła (2022 r.) – wykorzystanie energii na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Można założyć, że odzysk ciepła z wentylacji jest w pewnym stopniu stosowany w budownictwie mieszkaniowym (głównie jednorodzinne), w szczególności w budynkach nowo budowanych.

W sytuacji zidentyfikowania znacznego źródła energii odpadowej na terenie miasta jego zagospodarowanie stanowić powinno priorytet w aspekcie polityki proracjonalizacyjnej.

10.3 Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla miasta Bytomia

10.3.1 Odpady komunalne - składowisko odpadów

Odpady komunalne z terenu miasta wywożone są na składowisko odpadów zlokalizowane przy al. Jana Pawła II w Bytomiu, którego właścicielem i zarządcą jest Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. W okresie od lutego 2017 r. do marca 2020 r.

składowisko było dzierżawione i zarządzane przez firmę SG Synergia Sp. z o.o. z siedzibą w Pszczynie. Zgodnie z opracowanym „Raportem o stanie miasta. Bytom 2018” na składowisko odpadów w 2018 r. przyjęto prawie 78 tys. ton odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne. Odpady unieszkodliwiane na składowisku pochodzą głównie z terenu miasta Bytomia.

Całkowita powierzchnia terenu składowiska wynosi 11,28 ha (w tym powierzchnia zaplecza składowiska to 1,45 ha). Składowisko odpadów jest składowiskiem podpoziomowo-nadpoziomowym i składa się z 4 kwater, przy czym kwatery I, II i III są w fazie rekultywacji. Do eksploatacji przygotowana jest IV kwatera składowiska o powierzchni 2,20 ha i pojemności 314,4 tys. m³. Obiekt jest nowoczesny, w pełni ekologiczny i bezpieczny dla środowiska naturalnego oraz mieszkańców. Kwatery stanowią odpowiednio uszczelnione i zabezpieczone kilkoma specjalnymi warstwami niecki, przystosowane do składowania odpadów.

Składowanie jest najgorszym sposobem unieszkodliwiania odpadów i należy je traktować jako ostateczność, co ma odzwierciedlenie w polskich regulacjach prawnych i podejmowanych działaniach tj.:

- wprowadzenie od 1 stycznia 2013 roku całkowitego zakazu składowania nieprzetworzonych odpadów komunalnych,
- podniesienie opłaty za składowanie odpadów komunalnych,
- konieczność ograniczenia ilości składowanych odpadów biodegradowalnych do 35% w 2020 r. (do dnia 16 lipca) w stosunku do roku bazowego 1995,
- wskazanie osiągnięcia poziomu recyklingu i przygotowania do ponownego użycia frakcji: papieru, metali, tworzyw sztucznych i szkła z odpadów komunalnych w minimalnej wysokości: 50% masy do 2020 r., 60% do 2030 r. i 65% do 2035 r.,
- konieczność ograniczenia ilości składowanych odpadów komunalnych do 10% w perspektywie do 2030 r.

Alternatywnym do składowania, sposobem zagospodarowania odpadów, po wcześniejszym wykorzystaniu wszystkich innych sposobów odzysku, jest ich termiczne przekształcanie. Odpady komunalne poddane procesowi odzysku i recyrkulacji tworzą pewną pozostałość dostatecznie bogatą w części palne (część organiczna), która może być wykorzystana z dobrym efektem energetycznym i ekologicznym (także higienicznym) w spalarni odpadów komunalnych. Zastosowanie konkretnych rozwiązań technicznych w zakresie termicznego przekształcania odpadów wymaga przemyślanego doboru technologii, optymalnej z punktu widzenia składu odpadów kierowanych do przetwarzania. Każdy rodzaj instalacji ma bowiem ograniczenia, które nie pozwalają na przerób określonego rodzaju odpadów. Dlatego też kluczową kwestią jest zaprojektowanie prawidłowego systemu zasilania zakładu przetwórczego, dobór właściwej wielkości zdolności przetwórczych i wydajności cieplnej urządzeń paleniskowych z uwzględnieniem lokalnie dopuszczalnych limitów emisji zanieczyszczeń, a wreszcie zastosowanie właściwych technologii oczyszczania gazów spalinowych. Niezmiernie ważne jest korzystanie z doświadczeń eksploatacyjnych zebranych z już funkcjonujących instalacji i stałe doskonalenie zarówno wspomnianych procedur wstępnych, jak również procesów technologicznych.

Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie odpadów (2008/98/WE) warunkiem koniecznym zaliczenia spalania odpadów komunalnych w spalarni do procesów odzysku (a nie unieszkodliwiania) jest osiągnięcie przez spalarnie określonej wartości tzw. wskaźnika efektywności energetycznej - powyżej 0,65 dla nowych instalacji.

Utylizacja odpadów komunalnych poprzez termiczne ich przetwarzanie w ciepło i energię elektryczną jest niezawodnie opłacalna z ekologicznego punktu widzenia. Natomiast efekty ekonomiczne uzależnione są od relacji cenowych ciepła, energii elektrycznej, dopłat do pozyskiwanych odpadów oraz stabilności mechanizmów wsparcia.

Zgodnie z ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. 2020 poz. 261) instalację termicznego przekształcania odpadów zalicza się do instalacji odnawialnego źródła energii pod warunkiem, że część wytwarzanej w instalacji energii elektrycznej i ciepła pochodzi z ulegającej biodegradacji części odpadów przemysłowych bądź komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym z odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, zgodnie z przepisami dot. kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów – Dz.U. 2016 poz. 847). Dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła w ITPOK z zapisów ustawy o OZE wynika możliwość udziału w aukcjach na sprzedaż energii elektrycznej oraz możliwość sprzedaży wytworzonej energii cieplnej do sieci lokalnego dystrybutora.

Istotną kwestią w przypadku inwestycji związanych z budową instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych jest dostarczenie odpowiedniej ilości odpadów, charakteryzujących się jak najwyższą wartością opałową, co przekłada się na wysoką efektywność energetyczną i ekonomiczną instalacji. Jednak biorąc pod uwagę zaostrzane przepisy dot. unieszkodliwiania odpadów, ilość odpadów komunalnych, które mogłyby zostać poddane odzyskowi jest stopniowo ograniczana - zgodnie z „Krajowym planem gospodarki odpadami 2022” od 2020 r. udział masy termicznie przekształconych odpadów komunalnych oraz odpadów pochodzących z przetworzenia odpadów komunalnych w stosunku do wytworzonych odpadów komunalnych nie może przekraczać 30%.

Opłacalność przedsięwzięcia polegającego na budowie instalacji termicznego przekształcania odpadów można osiągnąć poprzez współdziałanie z gminami sąsiednimi. Liczba odpadów do unieszkodliwiania w instalacji przy współpracy samorządów jest większa, co przekłada się na poprawę efektywności inwestycji oraz przynosi korzyści dla systemu gospodarki odpadami w regionie.

Inną metodą energetycznego wykorzystania odpadów jest produkcja tzw. paliwa alternatywnego (RDF - Refuse Derived Fuel). W 2003 r. Komisja Europejska przyjęła dokument pt. „Refuse Derived Fuel, current practice and perspectives”, w którym zdefiniowano Refuse Derived Fuel (RDF) jako odpady, które zostały przetworzone w celu spełnienia wymagań przemysłu głównie w zakresie wysokiej wartości opałowej. Pojęcie RDF zawiera m.in.: wybrane frakcje odpadów komunalnych, odpady przemysłowe i handlowe, osady ścieko-

we, przemysłowe odpady niebezpieczne i biomasę. Jednym z najkorzystniejszych sposobów wykorzystania tak uzyskanego paliwa jest jego przetworzenie na energię elektryczną i ciepło użytkowe w procesie kogeneracji.

Produkcja energii na bazie paliwa z odpadów może przynieść szansę na:

- absorpcję środków zewnętrznych na realizację zadań w ramach przedsięwzięcia,
- dywersyfikację układu paliwowego zasilania miasta,
- ograniczenie zużycia paliw kopalnych,
- wzrost udziału nośników energii wytwarzanych lokalnie,
- minimalizację ilości składowanych odpadów.

Istotnym jest, by planowane instalacje, w szczególności obiekty termicznego przekształcania odpadów spełniały kryteria BAT (Najlepszych Dostępnych Technik), a stosowane technologie były sprawdzone poprzez wieloletnie i liczne doświadczenia.

Ponadto zastosowane w tych instalacjach technologie powinny być zgodne z dokumentem referencyjnym BREF dla dużych instalacji spalania (LCP's), który odnosi się do najlepszych dostępnych technik BAT dotyczących przede wszystkim zagadnień emisyjnych. Wiążące są także techniki BAT dotyczące współspalania odpadów oraz paliw alternatywnych.

W dokumencie referencyjnym BREF dla LCP's opisano techniki podawania paliw alternatywnych do procesu współspalania. Najczęściej stosowane są techniki mieszania odpadu (w tym także osadów ściekowych) z głównym strumieniem paliwa w trakcie transportu przed wspólnym spalaniem. Stosowane są także inne techniki wprowadzania odpadu do komory spalania – oddzielnie, przez dodatkowe lance lub zmodernizowane istniejące palniki, jak również na specjalne skonstruowane ruchome ruszty. Najłatwiejszym sposobem dozowania paliw alternatywnych jest ich mieszanie ze strumieniem węgla kamiennego lub brunatnego. Mieszanie może mieć miejsce na transporterze taśmowym, w zbiorniku zapasu, w układzie dozowania paliwa, w młynie lub też w linii transportu pyłu węglowego.

Jednym z zadań do realizacji wyszczególnionych w „Planie gospodarki odpadami dla województwa śląskiego na lata 2016-2022” jest budowa nowych instalacji do termicznego przekształcania odpadów komunalnych i odpadów pochodzących z przetworzenia odpadów komunalnych. Łączna dopuszczalna przepustowość ITPOK dla województwa śląskiego została w dokumencie określona na 497 tys. Mg/rok.

10.3.2 Osady ściekowe - oczyszczalnie ścieków

W Bytomiu funkcjonują trzy oczyszczalnie ścieków:

- ➔ Oczyszczalnia ścieków „Centralna” jest to obiekt, który przyjmuje ścieki z Bytomia i Radzionkowa. Maksymalna dobową przepustowość oczyszczalni wynosi 30 tys. m³ ścieków. Na terenie oczyszczalni „Centralnej” produkowany jest biogaz w procesie fermentacji beztlenowej osadów ściekowych. Biogaz wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepła, głównie na potrzeby własne zakładu.

- ➔ Oczyszczalnia ścieków „Miechowice” to obiekt, który przyjmuje ścieki z całej dzielnicy Miechowice. Jest to oczyszczalnia mechaniczno-biologiczna. Średnia dobową przepustowość oczyszczalni wynosi 12 tys. m³ ścieków. Powstające po oczyszczeniu ścieków osady są sprawdzane laboratoryjnie, a następnie wykorzystywane na cele rolnicze i do rekultywacji nieużytków. Oczyszczalnia posiada w rezerwie poletka osadowe, które mogą być wykorzystane do składowania i suszenia osadu.
- ➔ Oczyszczalnia ścieków „Bobrek” jest najstarszą funkcjonującą oczyszczalnią w mieście. Przyjmuje ścieki z całej dzielnicy Bobrek. Średnia dobową przepustowość oczyszczalni wynosi 800 m³ ścieków, natomiast maksymalna przepustowość wynosi 1,2 tys. m³. Osad nadmierny, który jest naturalnym produktem przemian biologicznych, odprowadzany jest do osadników Imhoffa, gdzie fermentuje i po odwodnieniu jest wywożony poza teren oczyszczalni. Oczyszczalnia jest wyposażona w poletka osadowe, które w sytuacjach awaryjnych lub opóźnieniach w odbiorze osadów mogą być wykorzystane do składowania i suszenia osadu.

Osad z oczyszczalni zlokalizowanych na terenie Bytomia - Miechowice i Bobrek, mógłby być wykorzystywany do produkcji ciepła na potrzeby własne oczyszczalni lub ewentualne wprowadzenie jego nadwyżki do sieci ciepłowniczej miasta.

10.3.3 Odpady medyczne – Szpitale Specjalistyczne

W aktualnym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Gminy Bytom (uchwalonym w 2018 r.) wskazano szacunkowe ilości wytwarzanych na terenie miasta odpadów medycznych – ok. 127 Mg/rok. Odpady medyczne należą do odpadów niebezpiecznych, które powinny zostać poddane odpowiedniemu procesowi unieszkodliwiania. Tego typu odpady powstające na terenie Bytomia są odbierane przez firmy prowadzące działalność w zakresie unieszkodliwiania odpadów medycznych, a następnie unieszkodliwiane poza terenem miasta poprzez ich termiczne przekształcenie. Wykaz spalarni odpadów medycznych działających na terenie województwa śląskiego został przedstawiony w załączniku do „Planu gospodarki odpadami dla województwa śląskiego na lata 2016-2022”.

10.4 Wodór jako alternatywne źródło energii

Ambitne cele ograniczania emisji CO₂ oraz planowana stopniowa dekarbonizacja przemysłu energetycznego wymagają poszukiwania nowych, alternatywnych technologii. Jedną z rozważanych w ostatnim czasie strategii jest wykorzystanie niskoemisyjnego wodoru w procesie wytwarzania i magazynowania energii oraz w transporcie.

Do możliwych przykładów zastosowania wodoru należą:

- w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła:
 - układy kogeneracyjne / generatory prądu elektrycznego na bazie ogniw paliwowych,
 - turbina wodorowa,
 - kotły z palnikiem wodorowym,
 - układ hybrydowy z pompą ciepła i kotłem,

- mieszanie wodoru z gazem ziemnym w kotłach,
- w sektorze transportu:
 - w transporcie drogowym - samochody osobowe, ciężarowe, autobusy zasilane wodorem (kompaktowe pojazdy do transportu miejskiego, pojazdy o dużym zasięgu)
 - w transporcie szynowym – pociągi pasażerskie zasilane wodorem
 - w transporcie wodnym – promy zasilane wodorem
- w sektorze przemysłowym:
 - niskoemisyjna produkcja amoniaku,
 - produkcja stali,
 - produkcja metanolu,
 - rafinacja.

Kluczową kwestią jest opracowanie takiej metody produkcji wodoru, która będzie wydajna, szybka, a równocześnie bezpieczna dla środowiska i ekonomicznie opłacalna. Aktualnie znanych jest kilka metod produkcji wodoru:

- proces reformingu metanu przy użyciu pary wodnej
- produkcja wodoru z ropy naftowej w rafineriach
- produkcja wodoru z węgla
- elektroliza wody.

Najczęściej stosowaną metodą wytwarzania wodoru jest konwersja metanu z wykorzystaniem pary wodnej, która jednak wiąże się ze znaczną emisją CO₂, ponadto wymaga zastosowania kosztownych katalizatorów z metali szlachetnych. Wodór powstający w procesie przetwarzania węglowodorów z zastosowaniem technologii wychwytywania i magazynowania CO₂ nazywany jest „niebieskim”, natomiast „szarym” określa się wodór produkowany z paliw kopalnych. Zastosowanie w powyższych metodach sekwestracji (wychwytu) CO₂ pozwala na ograniczenie emisji, jednak wiąże się z obniżeniem sprawności procesu produkcji wodoru. Najczystszy pod względem emisyjności sposobem generacji wodoru jest proces elektrolizy. Podczas elektrolizy woda, pod wpływem prądu elektrycznego, ulega rozkładowi na cząsteczki wodoru i tlenu. Minusem jest energochłonność procesu, jednak przy wykorzystaniu energii generowanej przez źródła odnawialne przy sprzyjających warunkach słonecznych i wietrznych, technologia ta może być efektywna. Wytworzony we wskazanej technologii wodór nazywany jest „zielonym”. Na chwilę obecną jest to jedyna metoda produkcji wodoru, która jest neutralna pod względem emisji CO₂.

Technologie wodorowe najczęściej rozważane są w kontekście alternatywnych paliw w transporcie. Jednak potencjalnie wodór może być sensownym rozwiązaniem w problematyce długoterminowego magazynowania energii odnawialnej. Jak wskazano wyżej, jedna z technologii wytwarzania wodoru opiera się na procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej z odnawialnych źródeł energii. W opisanym procesie może zostać wykorzystana nadwyżka energii elektrycznej wytworzonej w instalacji fotowoltaicznej, siłowni wiatrowej bądź elektrowni wodnej. Powstający w procesie elektrolizy wodór może być magazynowany i wykorzystany do produkcji energii w ogniach paliwowych bądź zastosowany do zasilania środków transportu. Opisana metoda idealnie wpisuje

je się w założenia gospodarki o obiegu zamkniętym. Należy jednak wziąć pod uwagę opinie specjalistów, którzy twierdzą, że wykorzystanie w procesie elektrolizy jedynie nadwyżek mocy z OZE nie przyczyni się do osiągnięcia efektywności ekonomicznej inwestycji.

Biorąc pod uwagę konieczność ograniczania wykorzystania paliw kopalnych oraz zwiększania udziału energii odnawialnej w procesie wytwarzania energii, co wiąże się z potrzebą rozwoju skutecznych technologii magazynowania energii, postęp w dziedzinie technologii wodorowych wydaje się być godny zainteresowania. Metoda magazynowania energii elektrycznej z wykorzystaniem wodoru umożliwi produkcję energii z OZE, przy zachowaniu stabilności systemów elektroenergetycznych. Propagatorzy technologii wodorowych wskazują, że wykorzystanie tego paliwa może znacząco wpłynąć na przyspieszenie transformacji energetycznej w kierunku zeroemisyjnym.

Technologia wykorzystania wodoru do produkcji nisko- bądź zeroemisyjnej energii jest obiecująca, jednak wymaga znaczących nakładów finansowych. Specjaliści przekonują, że w perspektywie 2030 r. koszt wodoru, w przypadku jego upowszechnienia na dużą skalę, może się zmniejszyć podnosząc jego konkurencyjność w stosunku do innych niskoemisyjnych technologii, a nawet w porównaniu do metod konwencjonalnych (wg raportu Rady ds. Wodoru - "Ścieżka do konkurencyjności wodorowej. Perspektywa kosztowa").

W lipcu 2020 r. Komisja Europejska przyjęła strategię wodorową, która ma na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej sektora energetycznego do 2050 roku. W perspektywie długoterminowej priorytetowym kierunkiem jest wytwarzanie wodoru z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, jednak produkcja wodoru na bazie paliw kopalnych została również dopuszczona w strategii jako rozwiązanie przejściowe. Komisja Europejska przewiduje realizację szeregu inwestycji związanych z rozwojem technologii wodorowych, których koszt ma wynieść ok. 13-15 mld euro do 2030 r.

W Polsce Narodowe Centrum Badań i Rozwoju realizuje projekt Magazynowanie Wodoru w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój finansowanego ze środków Funduszy Europejskich. Celem projektu jest rozwój technologii magazynowania wodoru dla umożliwienia efektywnego i taniego wykorzystania wodoru w transporcie do napędu pojazdów wykorzystujących ogniwa paliwowe. Projekt został podzielony na trzy fazy, po każdej z nich następowała weryfikacja wyników wszystkich uczestników. Obecnie do trzeciej fazy projektu – demonstracja prototypów – zakwalifikowano dwóch wykonawców.

Spośród wyżej wymienionych możliwości efektywnego wykorzystania wodoru, przewiduje się, iż na terenie miasta Bytomia najbardziej optymalnymi kierunkami jego zastosowania będą:

- wykorzystanie wodoru jako paliwa do silników samochodów osobowych oraz w transporcie miejskim;
- wykorzystanie wodoru w ciepłownictwie, jako paliwa w układach kogeneracyjnych.

Potencjalne możliwości produkcji wodoru na terenie Bytomia obejmują: wytwarzanie wodoru z gazu koksowniczego, separację wodoru z metanu kopalnianego, zgazowanie węgla czy reforming biogazu. Ponadto wodór może być wytwarzany w procesie elektrolizy wody

z wykorzystaniem energii elektrycznej pochodzącej z instalacji PV (tzw. „zielony wodór”), przy założeniu zabudowy instalacji PV na terenach przemysłowych.

Podstawową zaletą wodoru jako paliwa jest jego wysoka wartość opałowa, która wynosi ok. 120 MJ/kg i jest ponad 4 razy większa, niż w przypadku węgla kamiennego i ok. 3 razy większa, niż wartość opałowa benzyny czy oleju napędowego. Ponieważ produktem spalania wodoru jest woda – proces ten nie generuje emisji gazów cieplarnianych i jest pod tym względem szczególnie korzystny dla środowiska.

Wytwarzanie wodoru na drodze elektrolizy wiąże się niestety z niską wydajnością tego procesu – ok. 70%. Oznacza to, iż ok. jedna trzecia zużytej energii elektrycznej zostaje niewykorzystana. Wydajność tą można jednak poprawić, odzyskując ciepło wytworzone podczas elektrolizy, które następnie można wykorzystać do ogrzewania.

Wykorzystanie wodoru jako paliwa w instalacjach energetycznych należy do rozwiązań innowacyjnych, obecnie nie będących w powszechnym użyciu. Biorąc pod uwagę możliwość pozyskania dofinansowania na realizację tego typu instalacji oraz lokalną dostępność surowców do produkcji wodoru, projekt ten warto rozwijać. Transformacja polskiej energetyki, w tym ciepłownictwa, zakłada rozwój nowych technologii, między innymi w produkcji ciepła, szczególnie nacisk kładąc na odnawialne i lokalne źródła energii. Bytom jest miastem w szczególny sposób związanym z przemysłem węglowym, tak więc rozwój nowoczesnych technologii, w tym związanych z zaopatrzeniem w ciepło, wpisuje się w ideę „sprawiedliwej” transformacji energetycznej miasta.

10.5 Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w mieście

10.5.1 Regulacje prawne w dziedzinie odnawialnych źródeł energii

Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) jest od lat jednym z priorytetów polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej. Wprowadzona w 2009 r. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych nałożyła na państwa członkowskie UE obowiązek wprowadzenia regulacji prawnych w zakresie rozwoju OZE, czego efektem ma być zapewnienie 20% udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii w UE przed upływem 2020 roku.

Pierwszym krokiem w kierunku implementacji zapisów ww. dyrektywy do ustawodawstwa polskiego było przyjęcie ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z dnia 16 lipca 2013 r. (Dz.U. 2013 poz. 984).

W 2016 r. opublikowano część dokumentów, mających składać się na tzw. „Pakiet zimowy – Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Jednym z ostatnich dokumentów Pakietu jest „nowa” dyrektywa OZE – Dyrektywa z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, która zakłada intensyfikację rozwoju odnawialnych źródeł energii. Udział OZE w miksie energetycznym Unii Europejskiej podniesiono do 32%, jako cel do osiągnięcia w perspektywie 2030 r. 0

W dokumencie zawarto także wskazania mające na celu promowanie wykorzystania energii odnawialnej i odpadowej w ciepłownictwie i chłodnictwie. Zgodnie z dyrektywą państwa członkowskie UE powinny dążyć do zwiększenia udziału OZE w sektorze ogrzewania

i chłodzenia o 1,3 punktu procentowego (średnia roczna dla okresów 2021-2025 i 2026-2030). Realizacja powyższego obowiązku powinna opierać się na wdrożeniu przez państwa członkowskie przynajmniej jednej z dwóch opcji, wskazanych w dyrektywie:

- wprowadzenie odpowiednich środków, które przyczynią się do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych;
- wprowadzenie regulacji zobowiązujących operatorów systemów ciepłowniczych i chłodniczych do przyłączania wytwórców energii z odnawialnych źródeł oraz z ciepła i chłodu odpadowego lub do oferowania podłączenia i zakupu ciepła/chłodu ze źródeł energii odnawialnej bądź odpadowej od innych dostawców.

Z drugiej ze wskazanych wyżej opcji mogą zostać zwolnieni operatorzy efektywnych systemów ciepłowniczych/chłodniczych oraz efektywnych systemów wykorzystujących wysokosprawną kogenerację, a także operatorzy systemów, które osiągną status systemu efektywnego w terminie do 31.12.2025 r. – na podstawie zatwierdzonego planu.

Transpozycja Dyrektywy do prawa krajowego ma nastąpić w terminie do 30.06.2021 r.

W prawie polskim regulacje dotyczące zasad wytwarzania energii w instalacjach OZE oraz mechanizmów wsparcia takiej działalności zawarto w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jedn.: Dz.U. 2020 poz. 261). Przepisy zawarte w ustawie mają na celu zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w procesie wytwarzania energii finalnej.

W kontekście wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE ww. ustawa wprowadziła szereg mechanizmów, uzależnionych m.in. od rodzaju i mocy instalacji odnawialnego źródła energii. Przed wejściem w życie ustawy o OZE funkcjonował jedynie system zielonych certyfikatów - przedsiębiorcy korzystający w procesie wytwórczym z odnawialnych źródeł energii byli uprawnieni do otrzymania świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł (tzw. zielonych certyfikatów), które mogły zostać sprzedane na giełdzie, a uzyskana wartość stanowiła wsparcie. Wraz z uchwaleniem ustawy o OZE wprowadzono nowe zasady wsparcia wytwórców (w tym mechanizm aukcyjny sprzedaży energii elektrycznej), które funkcjonują równolegle ze wspomnianym systemem świadectw pochodzenia.

Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z OZE organizowane są przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) minimum raz do roku i przeprowadzane są odrębnie dla różnych technologii oraz mocy instalacji. Wytwórcy, którzy zaoferują najkorzystniejsze warunki sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, wygrywają daną aukcję. Zwycięstwo w aukcji stwarza wytwórcy możliwość sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej przez 15 lat – do zakupu tej energii obowiązany jest tzw. „sprzedawca zobowiązany”, działający na obszarze danego systemu dystrybucji energii elektrycznej i wyznaczany corocznie przez URE. Co istotne, w zależności od technologii wytwarzania energii oraz mocy instalacji OZE na drodze rozporządzenia określana jest tzw. cena referencyjna - maksymalna cena energii, która może zostać zaproponowana przez wytwórcę, biorącego udział w aukcji.

Odrębne zasady dotyczą systemu wsparcia dla prosumentów - jednoczesnych producentów i konsumentów energii. Zgodnie z definicją mianem prosumenta określa się odbiorców końcowych, którzy wytwarzają energię elektryczną w mikroinstalacji, wyłącznie z odna-

wialnych źródeł energii w celu jej wykorzystania na potrzeby własne. Do niedawna prosumentem mogły być wyłącznie osoby nie prowadzące działalności gospodarczej, jednak po nowelizacji ustawy definicją objęto również małe i średnie przedsiębiorstwa (pod warunkiem, że wytwarzanie energii elektrycznej z OZE nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej). Na mocy ustawy prosumenci mają możliwość skorzystania z tzw. opustów. Mechanizm ten polega na rozliczaniu różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej oraz z niej pobranej w celu zużycia na potrzeby własne, w stosunku ilościowym zależnym od mocy instalacji:

- instalacje do 10 kW: $1 \div 0,8$ - prosument może pobrać z sieci 80% energii elektrycznej wytworzonej i oddanej do sieci,
- instalacje powyżej 10 kW: $1 \div 0,7$ - prosument może pobrać z sieci 70% energii elektrycznej wytworzonej i oddanej do sieci.

Ponadto prosument zwolniony jest z uiszczania opłat za usługę dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z ustawą prosumenci mogą liczyć na wsparcie trwające 15 lat.

Powyżej wskazane mechanizmy wsparcia dotyczą wytwarzania energii elektrycznej z OZE, jednakże w ustawie zawarto również zapisy dotyczące zasad przyłączania do sieci ciepłowniczej instalacji wytwarzających ciepło z odnawialnych źródeł energii oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów. Propagowanie i zwiększanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie jest obecnie również jednym z postulatów europejskiej polityki energetycznej, zaprezentowanej w „Pakiecie zimowym”.

Wsparcie instalacji odnawialnych źródeł energii gwarantują także regulacje wynikające z Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 18.10.2012 r. (Dz.U. 2012 poz. 1229 z późn.zm.) w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Według zawartych w dokumencie zapisów przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem i/lub obrotem energii mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub, w wypadku jego braku, uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. Począwszy od 2021 roku udział ilościowy wytwarzanej przez dane przedsiębiorstwo energii elektrycznej, wynikającej ze świadectw pochodzenia lub z uiszczonej opłaty zastępczej, musi wynosić 20% rocznie.

W lipcu 2016 r. weszła w życie ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tekst jednolity Dz.U. 2020 poz. 981), która reguluje zasady lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenie kraju. Najważniejsze zapisy ustawy dotyczą minimalnej odległości farm wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, którą określono na 10-krotność wysokości wiatraków wraz z wirnikiem i łopatami, co w praktyce wynosi 1,5-2,0 km. Wyznaczona odległość dotyczy również lokalizacji farm wiatrowych przy granicach m.in. parków narodowych, rezerwatów, parków krajobrazowych czy obszarów Natura 2000. W przypadku istniejących już wiatraków, nie spełniających nowego kryterium, wprowadzony został zakaz rozbudowy elektrowni (dopuszczalne będą jedynie prace remontowe, niezbędne do eksploatacji). Ponadto ustawa dopuszcza lokalizację elektrowni wiatro-

wych jedynie na podstawie obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Ustawa stanowi znaczące ograniczenie możliwości realizacji ww. inwestycji.

Klastry energii

Dyrektywa z dnia 11 grudnia 2018 r., wchodząca w skład „Pakietu zimowego”, zawiera postulaty dla państw członkowskich dotyczące propagowania lokalnego wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych poprzez programy wsparcia dla prosumentów oraz wspieranie społeczności energetycznych. W prawie polskim zagadnienie lokalnych zrzeszeń mających działać w zakresie wytwarzania energii ujęto w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Klaster energii, zgodnie z definicją, oznacza podmiot powstały w wyniku porozumienia zawartego przez osoby fizyczne, firmy, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, którego celem jest wytwarzanie oraz równoważenie zapotrzebowania, dystrybucji i obrotu energią (m.in. energią wytworzoną z OZE). Lokalny charakter działalności klastrów energii został określony poprzez ograniczenie obszaru działania klastra do jednego powiatu bądź pięciu gmin. Klaster energii ma być reprezentowany przez koordynatora, którym może być jeden z członków klastra bądź utworzona w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie lub fundacja.

Z punktu widzenia jednostek samorządu terytorialnego zawarta w ww. ustawie koncepcja klastrów energii jest warta zainteresowania. Stwarza ona możliwości lokalnego współdziałania samorządów oraz innych podmiotów w zakresie wytwarzania i zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną oraz ciepło, a także możliwość obniżenia kosztów dystrybucji i przesyłu energii ze względu na lokalny charakter działalności. Decentralizacja systemów zaopatrzenia w energię w ramach działania klastra stwarza możliwość niezawodnych oraz ciągłych dostaw mediów energetycznych do odbiorców, co wiąże się z poprawą bezpieczeństwa energetycznego regionu. Ponadto utworzenie klastra energii daje większe możliwości współpracy przedsiębiorstw z jednostkami naukowymi i badawczymi, umożliwiając prowadzenie innowacyjnych rozwiązań w dziedzinie zarządzania energią, tzn. wytwarzania, przesyłu, magazynowania oraz użytkowania energii. Dla samorządów korzystnym rozwiązaniem może być również utworzenie w ramach klastra energii grup zakupowych w celu obniżenia kosztów dostawy mediów energetycznych. Podjęcie współpracy z przedsiębiorstwami transportu publicznego może przynieść korzyści w postaci rozwoju transportu niskoemisyjnego oraz elektromobilności na danym obszarze.

10.5.2 Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze miasta

Poniżej przedstawiono charakterystykę poszczególnych rodzajów źródeł energii odnawialnej oraz ich potencjalne wielkości energetyczne na terenie Bytomia.

Biomasa

Do celów energetycznych najczęściej stosowane są następujące postacie biomasy:

- ➔ drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym (trociny, zrębki drzewne) oraz odpadowe opakowania drewniane;
- ➔ słoma zbożowa, z roślin oleistych lub roślin strączkowych oraz siano;

- ➔ rośliny energetyczne z upraw celowych (plantacje energetyczne), np. wierzba wiciowa, ślazier pensylwański, topinambur oraz trawy wieloletnie, jak np.: miskant olbrzymi;
- ➔ zieleń miejska - np. zieleń osiedlowa, uliczna, pochodząca z parków czy ogródków działkowych;
- ➔ odpady organiczne – obornik, gnojowica, osady ściekowe w przemyśle celulozowo-papierniczym, makulatura, odpady organiczne z cukrowni, roszarni lnu, gorzelni, browarów;
- ➔ biopaliwa płynne do celów transportowych (np. oleje roślinne, rzepakowy biodiesel, bioetanol z gorzelni i agorafinerii);
- ➔ biogaz pozyskiwany z fermentacji roślin zielonych, przeróbki gnojowicy, osadów ściekowych i wysypisk komunalnych.

Biomasa ze względu na swoje parametry energetyczne 14/1/0,01 (wartość opałowa w MJ/kg / procentowa zawartość popiołu / procentowa zawartość siarki) może być wykorzystywana poprzez zastosowanie technologii współspalania węgla i biomasy (co-firing). Proces ten do niedawna był bardzo popularny w energetyce zawodowej ze względu na istniejące w wielu krajach restrykcyjne normy na emisję gazów odlotowych ze źródeł ciepła, a poprzez zastosowanie współspalania biomasy z węglem ulegała obniżeniu emisja zanieczyszczeń tj. CO₂. Jednak w ostatnim czasie, m.in. ze względu na zaostrzenie przepisów dotyczących stosowania biomasy oraz wahań cen tzw. zielonych certyfikatów, nastąpiło zmniejszenie opłacalności współspalania biomasy z węglem, w związku z czym w kraju zauważalne jest odchodzenie przedsiębiorstw od stosowania tej technologii.

Energetyczne wykorzystanie biomasy na większą skalę jest opłacalne głównie na terenach wiejskich, gdzie nie jest wymagany transport paliwa na większe odległości (do 30 km) i magazynowanie w postaci rezerw, gdyż jest ona tam łatwo dostępna.

Poniżej przedstawiono potencjalne możliwości pozyskania na obszarze Bytomia energii cieplnej z poszczególnych rodzajów biomasy – w przypadku analizowanego obszaru może to dotyczyć głównie zieleni miejskiej, słomy i roślin energetycznych z upraw celowych.

Tabela 10-1 Potencjalne zasoby energii z biomasy możliwe do pozyskania na terenie miasta

| Wyszczególnienie | Zieleń miejska (zieleń urządzona) | Słoma | Plantacje energetyczne |
|--|--|--|---------------------------|
| Powierzchnia, z której pozyskiwana może być biomasa [ha] | 456 (parki, zieleń uliczna i osiedlowa) | 1136 ** (powierzchnia gruntów ornych) | 507 (nieużytki) |
| Wskaźnik uzysku biomasy | 10-20 m ³ /ha/rok | 20 q/ha | 10 t/ha |
| Wartość opałowa biomasy [MJ/kg] | 8 | 14 | 16 |
| Sprawność przetwarzania energii [%] | 80 | 80 | 80 |
| Roczna produkcja energii cieplnej [TJ] | 18,9 | 7,6 | 21,6 |
| Szczytowa moc cieplna [MW] * | 3,3 | 1,3 | 3,8 |

Źródło: opracowanie własne

* moc szczytowa obliczona z założeniem rocznego czasu wykorzystania mocy w sezonie grzewczym na poziomie 1600 h

** przyjęto, że 30% tej powierzchni jest wykorzystywana na zasiew zbóż

Jak wynika z szacunkowych obliczeń powyżej, potencjał energetyczny biomasy na terenie miasta jest niewielki w stosunku do potrzeb ciepłych odbiorców. Największe potencjalne zasoby energii zawarte są w biomase pochodzącej z upraw roślin energetycznych (w przypadku zagospodarowania nieużytków pod uprawy) oraz konserwacji zieleni urządzonej w mieście. Niewielka powierzchnia gruntów ornych powoduje, że wykorzystanie słomy do celów energetycznych, w przypadku braku możliwości pozyskania surowca spoza miasta, nie jest uzasadnione energetycznie.

Przy opracowywaniu niniejszego dokumentu na obszarze miasta Bytomia nie zlokalizowano podmiotów posiadających źródła spalające biomasę dla potrzeb wytwarzania energii. Przewiduje się, że na terenie miasta biomasa jako paliwo do celów energetycznych będzie wykorzystywana głównie w budownictwie jednorodzinnym – kominki, kotły na pelet. W latach 2019-2020 w ramach Programu ograniczania niskiej emisji (PONE) na terenie Gminy Bytom planowana jest wymiana 25 kotłów węglowych na automatyczne kotły na biomasę (kotły 5 klasy lub spełniające wymagania ekoprojektu).

Biogaz

W ustawie o OZE wyróżniono definicje biogazu oraz biogazu rolniczego. Do biogazu zalicza się głównie gaz pozyskany z biomasy (m.in. z przeróbki odpadów zwierzęcych i roślinnych), ale również gaz zagospodarowywany w oczyszczalniach ścieków oraz składowiskach odpadów. Natomiast biogaz rolniczy obejmuje przede wszystkim gaz otrzymywany w wyniku fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa i hodowli zwierząt gospodarskich.

Zarówno gospodarstwa hodowlane, jak i oczyszczalnie ścieków, produkują duże ilości wysoko zanieczyszczonych odpadów. Tradycyjnie odpady te używane są, jako nawóz oraz w niektórych przypadkach składowane na wysypiskach. Obydwie metody mogą powodować problemy ekologiczne związane z zanieczyszczeniem rzek i wód podziemnych, emisję odorów oraz inne problemy zagrożenia zdrowia. Jedną z ekologicznie dopuszczalnych form utylizacji tych odpadów jest fermentacja beztlenowa.

Głównymi surowcami podlegającymi fermentacji beztlenowej są:

- ➔ odchody zwierzęce,
- ➔ osady z oczyszczalni ścieków,
- ➔ odpady organiczne,
- ➔ zboża, nasiona roślin oleistych.

Na terenie miasta Bytomia zinwentaryzowano dwa obiekty wytwarzające biogaz na potrzeby produkcji energii elektrycznej.

Produkcja biogazu odbywa się na składowisku odpadów komunalnych przy Al. Jana Pawła II oraz w „Oczyszczalni Ścieków Centralna” przy ul. Sikorskiego 5a.

Składowisko odpadów

Biogaz – gaz wysypiskowy powstaje jako produkt uboczny w procesie rozkładu odpadów i na terenie składowiska w Bytomiu jest wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycz-

nej. Gaz jest odprowadzany poprzez studnie odgazowujące, system rur i kontener ssący, a następnie transportowany kolektorowo do instalacji zagospodarowania biogazu, czyli do spalarni w bioelektrowni, gdzie wytwarzana jest energia elektryczna. Eksploatacją instalacji do produkcji energii elektrycznej z gazu wysypiskowego na składowisku należącym do Bytomskiego Przedsiębiorstwa Komunalnego zajmuje się odrębna spółka „Eko-Energia” s.c. Henryk Stolarczyk-Henryk Węgrzyn.

Instalacja została uruchomiona w czerwcu 2006 r. i składa się z trzech zespołów prądotwórczych o łącznej mocy zainstalowanej 0,6 MW. Gaz wysypiskowy pozyskiwany jest w ilości ok. 1,8 mln m³/rok. Charakterystykę instalacji przedstawiono w rozdziale 6.3.1.

Oczyszczalnia ścieków „Centralna”

Na terenie oczyszczalni ścieków „Centralna” przy ulicy Sikorskiego w Bytomiu, zarządzanej przez Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o., produkowany jest biogaz w średniej ilości 895 tys.m³ rocznie. Biogaz, powstający w wyniku fermentacji beztlenowej osadów ściekowych, służy m.in. do napędu dwóch zespołów prądotwórczych o znamionowej mocy elektrycznej 200 kW_e oraz mocy cieplnej 220 kW_t każdy. Zainstalowane urządzenia pozwalają na roczną produkcję energii elektrycznej na poziomie 1800 MWh, z czego około 90% zużywanych jest na potrzeby własne oczyszczalni. Do sieci Operatora Systemu Dystrybucyjnego sprzedawana jest energia elektryczna w ilości 130 MWh. Ponadto instalacja umożliwia produkcję energii cieplnej w ilości 8400 GJ rocznie. Ciepło wykorzystywane jest na potrzeby własne zakładu.

Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne planuje przeprowadzenie modernizacji instalacji do wytwarzania i wykorzystania biogazu w latach 2020-2025.

Energia wiatru

Efektywne wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej wymaga spełnienia szeregu odpowiednich warunków, z których najważniejszym jest stałe występowanie wiatru o określonej prędkości. Elektrownie wiatrowe pracują zazwyczaj przy wietrze wiejącym z prędkością od 5 do 25 m/s, przy czym prędkość od 15 do 20 m/s uznawana jest za optymalną. Zbyt małe prędkości uniemożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej o wystarczającej mocy, zbyt duże zaś – przekraczające 30 m/s – mogą doprowadzić do mechanicznych uszkodzeń elektrowni wiatrowej. Ważnym aspektem jest również wybór terenu, charakteryzującego się odpowiednią klasą szorstkości, rzeźbą powierzchni oraz ilością zabudowy. Zakłada się, że na 1 MW zainstalowanej mocy należy przeznaczyć ok. 10 ha.

Istotną kwestią wpływającą na rozwój projektów energetyki wiatrowej jest postęp w dziedzinie akumulatorów energii elektrycznej, które umożliwiają późniejsze wykorzystanie energii wytworzonej podczas sprzyjających warunków wietrznych. Problem z nieprzewidywalnością oraz brakiem możliwości regulacji warunków pogodowych rzutuje na konieczność wspomagania elektrowni wiatrowych innymi, bardziej stabilnymi źródłami energii, co w konsekwencji ogranicza możliwość rozwoju tego typu instalacji na większą skalę. Rozważając lokalizację elektrowni wiatrowej należy także wziąć pod uwagę zapisy tzw. ustawy wiatrakowej, która reguluje minimalną odległość planowanej instalacji od budyn-

ków mieszkalnych oraz terenów cennych przyrodniczo na poziomie 10-krotności wysokości wiatraków wraz z wirnikiem i łopatami, czyli w praktyce 1,5-2,0 km (szerszy opis ustawy zawarto w rozdziale 10.5.1).

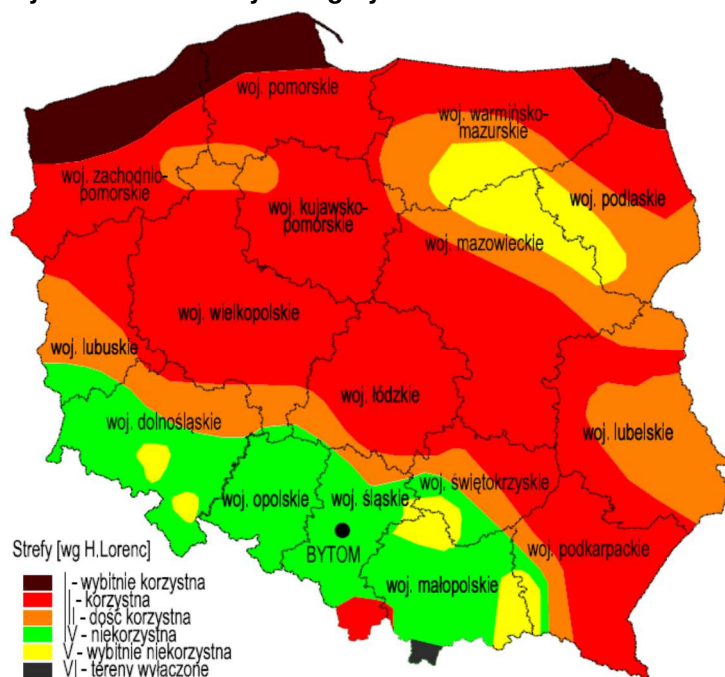
Polska nie należy do krajów o szczególnie korzystnych warunkach wiatrowych. Pomiary prędkości wiatru na terenie Polski wykonywane przez IMiGW pozwoliły na dokonanie wstępnego podziału naszego kraju na strefy zróżnicowania pod względem wykorzystania energii wiatru. Oszacowanie zasobów energetycznych wiatru dla województwa śląskiego można opisać na podstawie mapy opracowanej dla całego terytorium kraju przez prof. Halinę Lorenc (rysunek poniżej).

Jak wynika z przedstawionego rysunku miasto Bytom znajduje się w IV strefie energetycznej, tj. w warunkach niekorzystnych pod względem zasobów energii wiatru.

Zgodnie z informacjami przedstawionymi w Studium uwarunkowań... na terenie Bytomia dominują wiatry słabe o prędkości około 2,5 m/s.

Na podstawie powyższych informacji można stwierdzić, że miasto Bytom nie posiada dobrych warunków do instalowania siłowni wiatrowych. Ponadto barierą w rozwoju energetyki wiatrowej w Bytomiu jest brak rozległych terenów otwartych, na których byłaby możliwa budowa elektrowni wiatrowej.

Rysunek 10-1 Strefy energetyczne wiatru na obszarze Polski (wg prof. H. Lorenc)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Halina Lorenc, IMGW, 2001 r.

Energetyka wodna

Energetyka wodna opiera się głównie na wykorzystaniu energii wód śródlądowych, charakteryzujących się dużym natężeniem przepływu [m^3/s] oraz dużym spadem [m] – mierzonym różnicą poziomów wody górnej i dolnej z uwzględnieniem strat przepływu.

Przed rozpoczęciem działań zmierzających do zagospodarowania danego cieku wodnego należy przeanalizować zarówno uwarunkowania techniczne (natężenie przepływu, spad), jak i uwarunkowania społeczne (np. uciążliwość planowanej inwestycji dla lokalnej spo-

teczności) i prawne. Dlatego też inwestycje w tym zakresie najczęściej czynione są przez inwestorów prywatnych, w oparciu o własne ustalenia w zakresie możliwości i skali wykorzystania danego ciekłu wodnego dla celów energetycznych. Przeprowadzenie szczegółowych lokalnych badań w tym zakresie, jak również ryzyko związane z realizacją inwestycji, obciąża w takim przypadku danego inwestora.

Na terenie miasta Bytomia nie występują odpowiednie warunki do realizacji obiektów energetyki wodnej.

Energetyka geotermalna

Źródłem energii geotermalnej jest wnętrze Ziemi o temperaturze rzędu 5000÷6000°C, generujące przepływ ciepła w kierunku powierzchni. W celu wydobywania wód geotermalnych na powierzchnię wykonuje się odwierty do głębokości zalegania tych wód. W pewnej odległości od otworu czerpalnego wykonuje się drugi otwór, którym wodę geotermalną po odebraniu od niej ciepła, włącza się z powrotem do złoża. Wody geotermalne są z reguły mocno zasolone, co jest powodem szczególnie trudnych warunków pracy wymienników ciepła i innych elementów armatury instalacji geotermalnych.

Wody głębinowe mają różny poziom temperatur. Z uwagi na zróżnicowany poziom energetyczny płynów geotermalnych (w porównaniu do klasycznych kotłowni) można je wykorzystywać:

- ➔ do ciepłownictwa (m.in.: ogrzewanie niskotemperaturowe i wentylacja pomieszczeń, przygotowanie ciepłej wody użytkowej);
- ➔ do celów rolniczo-hodowlanych (m.in.: ogrzewanie upraw pod osłonami, suszenie płodów rolnych, ogrzewanie pomieszczeń inwentarskich, przygotowanie ciepłej wody technologicznej, hodowla ryb w wodzie o podwyższonej temperaturze);
- ➔ w rekreacji (m.in.: podgrzewanie wody w basenie);
- ➔ przy wyższych temperaturach do produkcji energii elektrycznej.

Należy zaznaczyć, że eksploatacja energii geotermalnej powoduje również problemy ekologiczne, z których najważniejszy polega na kłopotach związanych z emisją szkodliwych gazów uwalniających się z płynu. Dotyczy to przede wszystkim siarkowodoru (H_2S), który powinien być pochłonięty w odpowiednich instalacjach, podrażniających koszt produkcji energii. Inne potencjalne zagrożenia dla zdrowia powoduje radon (produkt rozpadu radioaktywnego uranu) wydobywający się wraz z parą ze studni geotermalnej.

Energię geotermalną podzielić można na:

- geotermię płytką - zasoby energii pochodzenia geotermicznego, zakumulowane w wodach znajdujących się na stosunkowo niewielkich głębokościach o niskich temperaturach (do ok. 400 m głębokości). Ich bezpośrednie wykorzystanie do celów energetycznych jest niemożliwe – można je eksploatować przy użyciu technologii pomp ciepła. Graniczną temperaturą jest poziom 20°C.
- geotermię głęboką - energia zawarta w wodach znajdujących się na głębokościach 2-3 km i więcej, w postaci naturalnych zbiorników o temperaturach powyżej 20°C. Ich wykorzystanie polega na wykonaniu odwiertów (od kilkuset do kilku tys. metrów)

w celu pozyskania wód podziemnych o wysokiej temperaturze (40-200°C). Wody te kieruje się następnie do wymiennika ciepła, w którym wykorzystywane są do podgrzewania instalacji grzewczych w mieszkaniach lub wytwarzania energii elektrycznej.

Główny Instytut Górnictwa w Katowicach przeprowadził projekt badawczy pn. „Wody geotermalne regionu górnośląskiego - pozyskanie energii w celu utylitarnym”, z którego wynika, że gmina Bytom jest zlokalizowana na terenie, na którym nie występują korzystne warunki do wykorzystania wód geotermalnych. W opracowaniu wyników projektu wskazano natomiast, że występuje znaczny potencjał do pozyskiwania energii geotermalnej z wód kopalnianych.

Zakłada się, że w Bytomiu wykorzystanie energii ziemi odbywać się będzie za pomocą instalacji z pompami ciepła z wykorzystaniem kolektorów gruntowych poziomych lub pionowych, tj. z wykorzystaniem energii geotermalnej płytkiej.

Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem pobierającym ciepło niskotemperaturowe lub odpadowe i transformującym je na wyższy poziom temperaturowy, spełniając rolę temperaturowego transformatora ciepła. Do dolnych źródeł ciepła zalicza się: grunt, wody podziemne i powierzchniowe oraz powietrze, natomiast górne źródło stanowi instalacja grzewcza budynku. Pompy ciepła są bardzo ciekawymi rozwiązaniami w zakresie ogrzewania budynków, przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz w klimatyzacji. Bariery ich zastosowania są wciąż wysokie nakłady inwestycyjne. Jednakże w przypadku uzyskania dofinansowania inwestycja osiąga próg ekonomicznej opłacalności. Obecnie Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej realizuje program skierowany dla budownictwa jednorodzinnego - „Czyste powietrze”, mający na celu dofinansowanie przedsięwzięć proekologicznych, w tym odnawialnych źródeł energii.

Możliwe są następujące systemy pracy instalacji grzewczej wykorzystującej jako źródło ciepła pompę ciepła:

- ➔ system monowalentny - pompa ciepła jest jedynym generatorem ciepła, pokrywającym w każdej sytuacji 100% zapotrzebowania;
- ➔ system biwalentny równoległy - pompa ciepła pracuje jako jedyny generator ciepła, aż do punktu dołączenia drugiego urządzenia grzewczego. Po przekroczeniu punktu dołączenia pompa pracuje wspólnie z drugim urządzeniem grzewczym (np. z kotłem gazowym lub ogrzewaniem elektrycznym);
- ➔ system biwalentny alternatywny - pompa ciepła pracuje jako wyłączny generator ciepła, aż do punktu przełączenia na drugie urządzenie grzewcze. Po przekroczeniu punktu przełączenia pracuje wyłącznie drugie urządzenie grzewcze (np. kotłowi gazowy).

Wybierając pompę ciepła jako źródło ogrzewania należy zastosować instalację grzewczą o jak najniższej temperaturze zasilania (ogrzewanie podłogowe lub ściennie - temp. zasilania układu to max 35°C), co wpływa na podniesienie współczynnika efektywności pracy

pompy. Ogrzewanie obiektów z wykorzystaniem pomp ciepła stanowi rozwiązanie drogie inwestycyjnie, ale korzystne eksploatacyjnie – pod warunkiem prawidłowo wykonanej instalacji grzewczej oraz doboru urządzeń odpowiadających potrzebom cieplnym budynku. Zakłada się, że rozwiązania z wykorzystaniem pomp ciepła - z uwagi na możliwość pozyskania środków zewnętrznych na sfinansowanie inwestycji oraz opłacalność eksploatacyjną rozwiązań – mogą być realizowane zarówno w obiektach gminnych, jak i prywatnych. Zatem rola Miasta polegać będzie na pełnieniu roli inwestora i propagatora.

Przy opracowywaniu niniejszego dokumentu na obszarze miasta Bytom nie zlokalizowano obiektów z wykorzystaniem pomp ciepła. Zakłada się, że pompy ciepła są wykorzystywane w celach grzewczych głównie w budownictwie jednorodzinnych.

SPZOZ Wojewódzki Szpital Specjalistyczny Nr 4 w Bytomiu ogłosił w lutym 2020 r. przetarg na modernizację energetyczną budynków szpitala, obejmujący również budowę instalacji fotowoltaicznych i pomp ciepła. Pompy ciepła mają pracować na potrzeby wspomagania ogrzewania (do granicznej temp. powietrza zewnętrznego -3°C) oraz przygotowania c.w.u. (do granicznej temp. powietrza zewnętrznego $0,0^{\circ}\text{C}$). Poniżej określonych temperatur ma nastąpić przełączenie układu na zasilanie z sieci ciepłowniczej PEC. Parametry przewidywanych pomp ciepła:

- Pompa ciepła o mocy cieplnej 480 kW, stanowiąca dolne źródło dla dwóch pomp wysokotemperaturowych o mocy cieplnej 285 kW każda
- Dwie pompy ciepła o mocy cieplnej 627 kW.

Wykorzystanie energii geotermalnej wód kopalnianych

Na terenie miasta Bytomia jednym z kierunków zastosowania energii geotermalnej może być wykorzystanie energii zawartej w wodach kopalnianych. Są one wydobywane na powierzchnię w efekcie odwadniania wyrobisk byłych kopalni węgla kamiennego i m.in. odprowadzane na podstawie pozwoleń wodno-prawnych np. do pobliskich rzek, innych cieków wodnych lub kanalizacji. Zgodnie ze Studium uwarunkowań miasta Bytomia w ostatnich latach do kopalń dopływała woda w ilości 600 tys. m^3 na dobę, która po odpompowaniu na powierzchnię miała temperaturę rzędu 13°C – 22°C .

Woda ta może być z powodzeniem wykorzystana, przy zastosowaniu pomp ciepła (najlepiej w systemie biwalentnym - ze szczytowym i rezerwowym wykorzystaniem np. kotła gazowego), jako źródło energii na potrzeby produkcji ciepła (ogrzewanie pomieszczeń, przygotowanie ciepłej wody użytkowej) lub produkcji chłodu (klimatyzacji).

Efekt wykorzystania uzyskanego ciepła może jeszcze zwiększyć zastosowanie mechanicznej wentylacji ogrzewanych obiektów z odzyskiem ciepła z wywiewanego powietrza.

W latach 2014-2017 na rewitalizowanym obszarze po byłej KWK Szombierki w Bytomiu był prowadzony pilotażowy projekt, realizowany przez międzynarodowy zespół ekspertów, w skład którego wchodził m.in. Główny Instytut Górnictwa (Koordynator projektu) oraz firma Armada Development S.A. (właściciel terenów pokopalnianych w dzielnicy Szombierki w Bytomiu). Projekt - „Czysta Energia – drugie życie kopalni (LoCAL): Zrównoważone wykorzystanie zatopionych wyrobisk po eksploatacji węgla kamiennego jako źródła energii cieplnej” - miał na celu wykorzystanie energii pochodzącej z wód kopalnianych jako źródła

ciepła. Na terenie Bytomia przeprowadzone działania obejmowały wykonanie demonstracyjnej instalacji odzysku ciepła z wód kopalnianych. Woda po wyprowadzeniu na powierzchnię ma temperaturę ok. 24°C. Ciepło wykorzystywane jest do ogrzewania budynku siedziby firmy Armada Development. Energia cieplna zawarta w wodach kopalnianych potencjalnie mogłaby być źródłem ogrzewania i ciepłej wody użytkowej dla powstającego na tym terenie osiedla mieszkaniowego. Wyniki projektu są cennym źródłem wiedzy i mogą być wykorzystywane przez przemysł wydobywczy oraz inwestorów na terenach pokopalnianych.

Zagadnienie energetycznego wykorzystania energii geotermalnej zawartej w wodzie z odwadniania wyrobisk pogórnich należy poddać głębszej analizie, która wykracza poza zakres niniejszego opracowania. W tym kontekście należy rozważyć w Bytomiu możliwość wykorzystania doświadczeń zrealizowanego w miastach UE, w tym w Polsce w Czeladzi (tereny byłej KWK Saturn) projektu REMINING LOWEX, który służy rozwojowi technologii energetycznego zagospodarowania wód kopalnianych.

Przeprowadzona na potrzeby projektu ankietyzacja wykazała, że przedsiębiorstwo Węglokoks Kraj Sp. z o.o. planuje na terenie KWK Bobrek-Piekary Ruch Bobrek w Bytomiu realizację inwestycji polegającej na zastosowaniu pomp ciepła w procesie odzysku ciepła z wód kopalnianych. Odzyskana energia cieplna ma być wykorzystywana na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. Przedsięwzięcie ma zostać zrealizowane w 2022 r.

Energia słoneczna

Do Ziemi dociera promieniowanie słoneczne zbliżone widmowo do promieniowania ciała doskonale czarnego o temperaturze ok. 5 700 K. Przed wejściem do atmosfery moc promieniowania jest równa 1 367 W na 1 m² powierzchni prostopadłej do promieniowania słonecznego. Część tej energii jest odbijana i pochłaniana przez atmosferę - do powierzchni 1 m² Ziemi w słoneczny dzień dociera około 1 000 W.

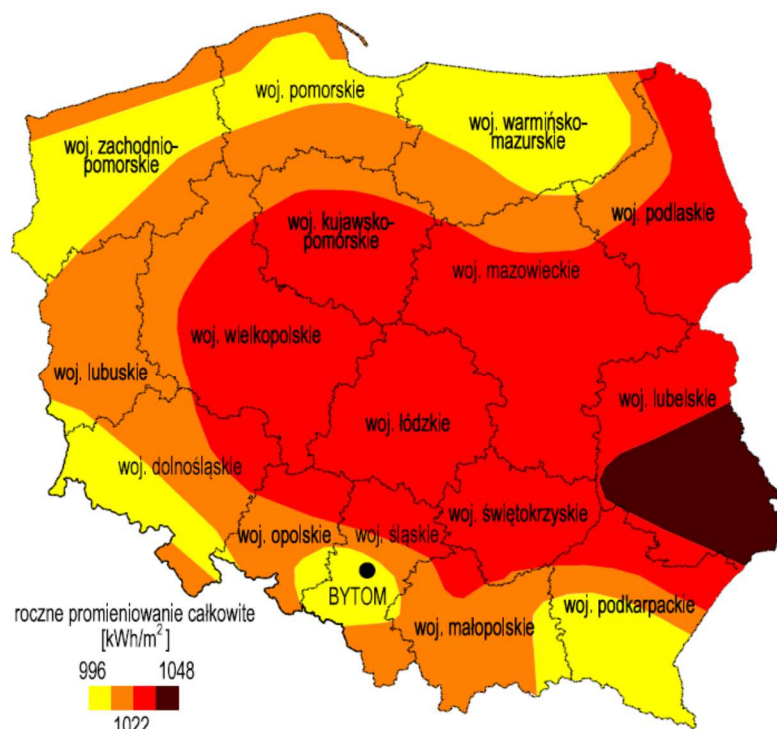
Ilość energii słonecznej docierającej do danego miejsca zależy od szerokości geograficznej oraz od czynników pogodowych. Średnie nasłonecznienie obszaru Polski wynosi rocznie ~1 000 kWh/m² na poziomą powierzchnię, co odpowiada wartości opałowej ok. 120 kg paliwa umownego.

Wykorzystanie bezpośrednio energii słonecznej może odbywać się na drodze konwersji fotowoltaicznej lub fototermicznej. W obu przypadkach, niepodważalną zaletą wykorzystania tej energii jest brak szkodliwego oddziaływania na środowisko. Natomiast warunkiem ograniczającym rozwój instalacji solarnych są wciąż jeszcze zbyt wysokie nakłady inwestycyjne związane z zainstalowaniem stosownych urządzeń – szczególnie w przypadku ogniw fotowoltaicznych. Opłacalność inwestycji można podnieść w wyniku uzyskania dofinansowania – np. realizowany przez NFOŚiGW program „Mój Prąd” wspierający rozwój energetyki prosumenckiej poprzez dofinansowanie mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Województwo Śląskie charakteryzuje się bardzo nierównomiernym rozkładem promieniowania słonecznego. Na rysunku poniżej pokazano rozkład nasłonecznienia w Polsce. By-

tom położony jest w rejonie, w którym nasłonecznienie jest umiarkowane – ok. 1000 kWh/m².

Rysunek 10-2 Nasłonecznienie w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Podhalańskiej Agencji Poszanowania Energetyki

Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne wykorzystują za pomocą konwersji fototermicznej energię promieniowania słonecznego do bezpośredniej produkcji ciepła dwoma sposobami: sposobem pasywnym (biernym) i sposobem aktywnym (czynnym). Transmisja zaabsorbowanej energii słonecznej do odbiorników odbywa się w specjalnych instalacjach.

Systemy pasywne do swego działania nie potrzebują dodatkowej energii z zewnątrz. W tych systemach konwersja energii promieniowania słonecznego w ciepło zachodzi w sposób naturalny w istniejących lub specjalnie zaprojektowanych elementach struktury budynków pełniących rolę absorberów.

W systemach aktywnych dostarcza się do instalacji dodatkową energię z zewnątrz, zwykle do napędu pompy lub wentylatora przetłaczających czynnik roboczy (najczęściej wodę lub powietrze) przez kolektor słoneczny.

Funkcjonowanie kolektora słonecznego jest związane z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej.

Kolektory słoneczne w warunkach klimatycznych Polski można stosować do:

- ogrzewania wody basenowej,
- wspomagania przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- wspomagania centralnego ogrzewania,
- podgrzewania gruntów szklarniowych,

- suszenia płodów rolnych i ziół.

W warunkach klimatycznych Polski kolektor może pokryć maksymalnie 70÷80% energii na przygotowanie c.w.u. w ciągu roku. Niezbędne jest drugie źródło energii. Najlepszym rozwiązaniem jest połączenie kolektora poprzez zasobnik c.w.u. z kotłem gazowym lub pompą ciepła. Decydując się na zastosowanie kolektorów słonecznych należy zwrócić uwagę na fakt, że instalacja do prawidłowej pracy potrzebuje odpowiednich warunków – kolektory muszą być zwrócone w kierunku południowym oraz zamontowane z odpowiednim kątem nachylenia. Istotne jest ograniczenie możliwości ich zacienienia przez budynki, drzewa czy inne obiekty.

Na terenie miasta Bytomia wykorzystywana jest energia słoneczna w instalacjach solar-nych (kolektorowych):

- ➔ Wydział Zdrowia Publicznego Śląskiego Uniwersytetu Medycznego – instalacja solar- na uruchomiona w 2019 r. w celu przygotowania c.w.u. Moc zainstalowana: 44 kW.
- ➔ Wojewódzki Szpital Specjalistyczny nr 4 - zastosowano układ solarny z glikolem do wstępnego podgrzania wody użytkowej. Moc: 150 kW. Wielkość uzyskanej energii: 313 GJ/rok (według ankietyzacji z 2013 r.).
- ➔ Centrum Działalności Podwodnej „Nurek” - kolektory słoneczne Paradigma SOLAR 750 służące do podgrzania wody basenowej oraz przygotowania ciepłej wody użytko-wej do celów sanitarnych (według ankietyzacji z 2013 r.).

Na terenie Gminy Bytom w ramach realizacji Programu ograniczania niskiej emisji (PONE) w latach 2019-2020 planowane jest dofinansowanie zakupu i montażu kolektorów sło- necznych w 10 budynkach jednorodzinnych.

Ogniwa fotowoltaiczne

Ogniwo fotowoltaiczne (inaczej fotoogniwo, solar lub ogniwo słoneczne) jest urządzeniem służącym do bezpośredniej konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Odbywa się to dzięki wykorzystaniu tzw. efektu fotowoltaicznego polegające- go na powstawaniu siły elektromotorycznej w materiałach o niejednorodnej strukturze, podczas ich ekspozycji na promieniowanie elektromagnetyczne. Tylko w specjalnie spre- parowanych przyrządach wykonanych z półprzewodników zwanych ogniwami słonecznymi wystawionych na promieniowanie słoneczne, efekt fotowoltaiczny mierzony powstającą siłą elektromotoryczną jest na tyle duży, aby mógł być wykorzystywany praktycznie do ge- neracji energii elektrycznej. Ogniwa słoneczne łączy się ze sobą w układy zwane moduła- mi fotowoltaicznymi, a te z kolei służą do budowy systemów fotowoltaicznych.

Dla umożliwienia korzystania z energii wytwarzanej w modułach fotowoltaicznych koniecz- ne jest zbudowanie systemu fotowoltaicznego składającego się z:

- właściwego modułu fotowoltaicznego,
- akumulatora stanowiącego magazyn energii,
- przetwornicy zmieniającej prąd stały wytwarzany przez moduły fotowoltaiczne na prąd zmienny niezbędny do zasilania większości urządzeń.

Najczęściej spotykane zastosowania to:

- zasilanie budynków w obszarach położonych poza zasięgiem sieci elektroenergetycznej,
- zasilanie domków letniskowych,
- zasilanie urządzeń komunalnych, telekomunikacyjnych, sygnalizacyjnych, automatyki przemysłowej itp.,
- wytwarzanie energii w celach komercyjnych – sprzedaż do sieci elektroenergetycznej.

Do sieci TAURON Dystrybucja S.A. na terenie Bytomia przyłączone są mikroinstalacje fotowoltaiczne (129 szt.) o łącznej mocy ok. 1,1 MW (produkcja energii na potrzeby własne wytwórców).

Z przeprowadzonej ankietyzacji oraz dostępnych materiałów URE uzyskano informację, iż instalacje fotowoltaiczne zainstalowane są na następujących obiektach:

- „Firma Mazur” – instalacja uruchomiona w 2015 r. o mocy 2 kW (planowana rozbudowa)
- Centralna Stacja Ratownictwa Górniczego – instalacja uruchomiona w 2016 r. o mocy 7,5 kW
- Conbelts Bytom S.A. ul. Szyby Rycerskie 4 – instalacja o mocy >50 kW (rejestr małych instalacji OZE - URE)
- Usługi Transportowe – Skład Opału – ul. Przyjemna 26 – instalacja o mocy >50 kW (rejestr małych instalacji OZE - URE).

Zidentyfikowane plany w zakresie rozwoju fotowoltaiki na terenie miasta Bytomia:

- Spółka Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne, prowadząca działalność w zakresie zagospodarowania odpadów i oczyszczania ścieków, ogłosiła przetarg na budowę instalacji fotowoltaicznych na obiektach BPK w Bytomiu: OŚ „Centralna”, OŚ „Miechowice”, OŚ „Bobrek”, składowisko odpadów – PSZOK, budynki hydroforni oraz zaplecza technicznego. Łączna moc zainstalowana w przypadku realizacji inwestycji może wynieść 235 kW.
- SPZOZ Wojewódzki Szpital Specjalistyczny Nr 4 w Bytomiu ogłosił w lutym 2020 r. przetarg na modernizację energetyczną budynków szpitala, obejmujący również budowę instalacji fotowoltaicznych i pomp ciepła. W ramach przedsięwzięcia przewiduje się montaż 121 szt. modułów fotowoltaicznych, o minimalnej mocy pojedynczego modułu 300 W.
- Komenda Miejska PSP w Bytomiu – planowana budowa instalacji fotowoltaicznej naziemnej o mocy 50 kW (przewidywany termin realizacji 2021 r.).

Ponadto w ramach realizacji Programu ograniczania niskiej emisji (PONE) w Bytomiu w latach 2019-2020 planowane jest dofinansowanie zakupu i montażu ogniw fotowoltaicznych w 10 budynkach jednorodzinnych.

Zakłada się że wykorzystane energii słonecznej w Bytomiu będzie realizowane:

- w wypadku obiektów użyteczności publicznej przez Miasto;

- w pozostałym zakresie głównie przez inwestorów indywidualnych przy wsparciu informacyjnym ze strony Miasta.

10.6 Podsumowanie

Przyjęty przez Unię pakiet klimatyczno-energetyczny „3x20” stawia znaczne wymagania w stosunku do administracji rządowej krajów UE w zakresie uzyskania rozwiązań korzystnych i możliwych do wdrożenia, szczególnie w dziedzinie pozyskania energii z OZE. Ponadto wśród postulatów „Pakietu zimowego” ujęto zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym UE do poziomu 32% w 2030 r. Dla Polski istotne jest określenie realnego potencjału OZE oraz wskazanie w jakich rodzajach dany region kraju będzie mógł realizować zakładane dla naszego państwa cele.

Racjonalne wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych jest jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju, który może przynieść wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Odnawialne źródła energii powinny stanowić istotny udział w ogólnym bilansie energetycznym gmin, powiatów czy województw naszego kraju. Przyczynią się one do poprawy efektywności wykorzystania surowców energetycznych, zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego regionu, a zwłaszcza do poprawy zaopatrzenia w energię na terenach o słabo rozwiniętej infrastrukturze energetycznej. Istotną kwestią jest także problem wzrastającego zanieczyszczenia powietrza w miastach (tzw. niska emisja), z którym należy walczyć m.in. poprzez wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz propagowanie energetyki rozproszonej i prosumenckiej.

Oplacalność uruchomienia instalacji odnawialnych źródeł energii w dużym stopniu zależy od przyszłego sposobu wykorzystania wyprodukowanej energii oraz od możliwości technicznych pozyskania i przetwarzania energii związanej z zastosowaną technologią, współczynnika sprawności urządzeń czy strat energii na drodze od producenta do konsumenta.

Obecnie najbardziej znaczącą technologią pozyskiwania energii odnawialnej na terenie miasta Bytomia jest wykorzystanie solarnych instalacji wspomagających instalacje grzewcze oraz systemów fotowoltaicznych. Na podstawie trendu występującego w całym kraju można założyć, że również w Bytomiu coraz większym zainteresowaniem cieszą się technologie grzewcze wykorzystujące pompy ciepła. Poprzez system dopłat Miasto, oprócz instalacji solarnych, propaguje również ekologiczne systemy grzewcze oparte o biomasę. Ze względu na niekorzystne warunki wiatrowe i wodne oraz równinne ukształtowanie terenu w Bytomiu inwestycje w odnawialne źródła energii bazujące na energii wiatru czy wód nie są opłacalne.

Opierając się na doświadczeniach zagranicznych i krajowych można stwierdzić, że istnieje znaczny potencjał w wykorzystaniu wód kopalnianych do celów energetycznych, który mógłby być wykorzystany na terenie Bytomia.

Obiektów wykorzystujących odnawialne źródła energii w mieście powinno stopniowo przybywać. Istotną rolę w propagowaniu energetyki odnawialnej pełnić winna gmina. Dotyczy to w szczególności realizacji instalacji OZE w gminnych obiektach użyteczności publicznej.

W przypadku budownictwa indywidualnego istotne znaczenie dla rozwoju OZE ma możliwość uzyskania dofinansowania na zakup i montaż instalacji. W związku z tym realizacja programów dofinansowania na terenie miasta (takich jak PONE) jest bodźcem dla rozwoju odnawialnych źródeł energii. Równocześnie możliwość skorzystania z dofinansowania oferowanego w ramach programów krajowych, tj. Czyste Powietrze lub Mój Prąd oraz wprowadzone ulgi podatkowe dla osób fizycznych mogą stanowić zachętę dla mieszkańców do inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii.

W poniższej tabeli przedstawiono istniejące instalacje wykorzystujące odnawialne źródła energii na terenie Bytomia oraz instalacje planowane do realizacji po 2020 r.

Tabela 10-2 Zestawienie istniejących oraz planowanych instalacji OZE na terenie Bytomia

| | Istniejące instalacje OZE | Planowane instalacje OZE po 2020 r. |
|-------------------|---|---|
| Biomasa | gł. budownictwo jednorodzinne – niezainwentaryzowane | PONE – planowana wymiana 25 kotłów węglowych w latach 2019-2020 |
| Biogaz | BPK – oczyszczalnia ścieków „Centralna” – 0,4 MWe + 0,44 MWt „Eko-Energia” s.c. – składowisko odpadów – 0,6 MW | BPK – planowane zwiększenie wykorzystania biogazu w latach 2020-2025 |
| Pompy ciepła | gł. budownictwo jednorodzinne – niezainwentaryzowane Armada Development – wykorzystanie energii z wód kopalnianych z wykorzystaniem pompy ciepła | ❖ SPZOZ Wojewódzki Szpital Specjalistyczny Nr 4 – planowana instalacja składająca się z: - pompy ciepła o mocy 0,48 MW, stanowiącej dolne źródło dla dwóch pomp o łącznej mocy 0,57 MW, - dwóch pomp ciepła o łącznej mocy 0,63 MW. ❖ Węglokoks Kraj Sp. z o.o. – planowane wykorzystanie pomp ciepła w procesie odzysku ciepła z wód kopalnianych na terenie KWK Bobrek-Piekary – 2022 r. |
| Energia słoneczna | Zainwentaryzowano instalacje kolektorów słonecznych o łącznej mocy ~0,2 MW Instalacje fotowoltaiczne (129 szt.) ~1,1 MW | PONE – planowane dofinansowanie 10 instalacji kolektorów słonecznych oraz 10 instalacji fotowoltaicznych w latach 2019-2020 BPK – fotowoltaika ~0,235 MW SPZOZ Wojewódzki Szpital Specjalistyczny Nr 4 – fotowoltaika ~0,036 MW Komenda Miejska PSP w Bytomiu – fotowoltaika ~0,05 MW |

Źródło: opracowanie własne na podstawie przeprowadzonej ankietyzacji

11. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych - środki poprawy efektywności energetycznej

11.1 Uwarunkowania i narzędzia prawne racjonalizacji

Uwarunkowania prawne na poziomie Unii Europejskiej

Unia Europejska konsekwentnie zachęca wszystkie kraje do podejmowania wysiłków w ramach racjonalizacji użytkowania energii, zgodnie ze zróżnicowanymi zobowiązaniami i odnośnymi możliwościami. Rada Europejska podkreśliła, że Unia Europejska zaangażowana jest w przekształcanie Europy w gospodarkę o zrationalizowanym wykorzystaniu energii i niskim poziomie emisji gazów cieplarnianych i podejmuje stanowcze, niezależne zobowiązania w tym zakresie.

W dniu 30 listopada 2016 r. Komisja przedstawiła pakiet wniosków ustawodawczych „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (COM(2016)0860; zwany także „Pakiem zielonym”) mający na celu dostosowanie prawodawstwa UE w zakresie energii do nowych celów klimatycznych i energetycznych na 2030 r. oraz przyczynienie się do realizacji celów unii energetycznej z 2015 r. (COM(2015)0080). Zasada „efektywność energetyczna przede wszystkim” jest jednym z kluczowych elementów unii energetycznej dla zapewnienia w UE dostaw bezpiecznej, zrównoważonej i konkurencyjnej energii po przystępnych cenach. Komisja zaproponowała, aby zmieniona dyrektywa ustanowiła ambitny cel zakładający zwiększenie efektywności energetycznej o 30% do 2030 r.

Efektom ww. działań w zakresie dostosowania prawodawstwa unijnego jest ogłoszona w dniu 9 lipca 2018 r. **Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r.** zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Dyrektywa 2018/844 wskazuje działania niezbędne do osiągnięcia celów pakietu klimatycznego. W Dyrektywie tej zapisano konieczność opracowania w krajach członkowskich długoterminowych strategii dotyczących renowacji budynków. Celem opracowywanych strategii ma być przekształcenie istniejących budynków mieszkalnych i niemieszkalnych oraz publicznych i prywatnych w budynki niemal zeroenergetyczne.

Kolejnym nowym zagadnieniem wprowadzonym ww. Dyrektywą jest wymóg zapewnienia obowiązkowych instalacji do ładowania pojazdów elektrycznych w budynkach. Wymóg ten będzie obowiązywać zarówno w nowych, jak i poddawanych renowacji budynkach mieszkalnych i niemieszkalnych, w których zaprojektowano więcej niż 10 miejsc parkingowych (parking znajduje się wewnątrz budynku lub parking przylega fizycznie do budynku). W obiektach tych niezbędne będzie zaprojektowanie co najmniej jednego punktu ładowania.

Dyrektywa ustanawia również nowy wskaźnik Smart Readiness Indicator (SRI), który ma informować użytkowników końcowych o możliwości dostosowania budynku lub części budynku do współdziałania z inteligentnymi sieciami. Za pomocą tego wskaźnika określa się zdolność budynku do wykorzystania technologii informacyjno-komunikacyjnych i systemów

elektronicznych m.in. w celu dostosowania funkcjonowania budynku do potrzeb użytkowników i poprawy efektywności energetycznej. Wskaźnik ten daje użytkownikom informację o faktycznych oszczędnościach z tytułu wprowadzenia nowych czy ulepszonych funkcjonalności. Wskaźnik SRI ma być narzędziem informacyjnym, którego celem jest podniesienie świadomości na temat korzyści płynących z inteligentnych technologii i systemów informacyjno-komunikacyjnych w budynkach, szczególnie z perspektywy energetycznej.

W Dyrektywie wprowadzono zapis dotyczący konieczności regularnego przeglądu systemów ogrzewania / klimatyzacji lub połączonych systemów ogrzewania / klimatyzacji pomieszczeń i wentylacji o znamionowej mocy użytecznej ponad 70 kW, takich jak źródło ciepła, system sterowania i pompy obiegowe, wykorzystywanych do ogrzewania budynków. Celem tego przeglądu jest m.in. ocena sprawności i dobrania wielkości źródła ciepła/klimatyzacji do wymogów grzewczych/chłodniczych budynku, jak również optymalizacja działania tego systemu w typowych lub przeciętnych warunkach eksploatacji.

Oprócz konieczności przeglądu, w Dyrektywie zapisano, że „Państwa członkowskie ustanawiają wymagania, które mają zapewnić, jeżeli jest to możliwe z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia, by budynki niemieszkalne wyposażone w systemy ogrzewania/klimatyzacji lub połączone systemy ogrzewania/klimatyzacji pomieszczeń i wentylacji o znamionowej mocy użytecznej ponad 290 kW zostały wyposażone do 2025 roku w systemy automatyki i sterowania budynków.” Systemy sterowania mogą pojawić się również w budynkach mieszkalnych w zależności od ustaleń na poziomach poszczególnych krajów.

W dniu 24 grudnia 2018 r. weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. wprowadzająca kolejne **zmiany w dyrektywie 2012/27/UE** w sprawie efektywności energetycznej. Jedną z najistotniejszych dotyczy zwiększenia celu w zakresie efektywności energetycznej na szczeblu krajowym do poziomu 32,5% w 2030 r. przy założeniu, że w 2030 r. unijne zużycie energii pierwotnej nie będzie większe niż 1 273 Mtoe lub 956 Mtoe energii końcowej (co stanowi ok. 53,3 mln TJ). Ponadto dyrektywa zakłada, że Państwa członkowskie muszą osiągnąć łączne oszczędności końcowego zużycia energii w każdym roku od 01.01.2014 r. do 31.01.2020 r. co najmniej w wysokości 1,5% wartości wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym. Ponadto w okresie 01.01.2021÷31.12.2030 r. winny osiągać co roku nowe oszczędności w wysokości 0,8% rocznego zużycia energii końcowej (uśrednionego dla lat 2016÷2018). Dodatkowo Państwa członkowskie po 2030 r. przez kolejne 10 lat nadal winny realizować nowe roczne oszczędności, chyba że przegląd KE w 2027 r. wykaże, że nie jest to konieczne.

Kolejna zmiana dotyczy opomiarowania i informacji o rozliczeniach. W art. 9c ww. dyrektywa wskazuje, iż po 25 października 2020 r. nowo instalowane liczniki ciepła i podzielniki kosztów ciepła powinny umożliwiać zdalny odczyt, aby zapewnić efektywne kosztowo i częste udzielanie informacji na temat zużycia. Dotychczasowe liczniki będą musiały zostać wymienione na nowe do 01.01.2027 r. Działanie to ma mieć zastosowanie jedynie do ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej z centralnego źródła. Ponadto w nowych budynkach wielomieszkaniowych mają zostać zainstalowane indywidualne liczniki ciepła i c.w.u., natomiast dla istniejących budynków wielomieszkaniowych zaopatrywanych z systemu ciepłowniczego konieczne jest zapewnienie przejrzystych krajowych przepisów dotyczących podziału kosztów zużycia energii i c.w.u.

Uwarunkowania prawne na poziomie krajowym

W dniu 30 grudnia 2019 r. Minister Aktywów Państwowych przekazał do Komisji Europejskiej **Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030** (KPEiK), wypełniając tym samym obowiązek nałożony na Polskę przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu.

KPEiK przedstawia założenia i cele oraz polityki i działania na rzecz realizacji pięciu wymiarów unii energetycznej:

- Bezpieczeństwa energetycznego.
- Wewnętrznego rynku energii.
- Efektywności energetycznej.
- Obniżenia emisyjności.
- Badań naukowych, innowacji i konkurencyjności.

W KPEiK wyznaczono następujące cele klimatyczno-energetyczne na 2030 r.:

- 7% redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem ETS w porównaniu do poziomu w roku 2005,
- 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (cel 23% będzie możliwy do osiągnięcia w sytuacji przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym przeznaczonych na sprawiedliwą transformację), uwzględniając:
 - 14% udziału OZE w transporcie,
 - roczny wzrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1 pkt. proc. średniorocznie.
- wzrost efektywności energetycznej o 23% w porównaniu z prognozami PRIMES2007,
- redukcję do 56-60% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej.

Wskazany w KPEiK krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. – ustalony na poziomie 23% w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej według prognozy PRIMES 2007 – odpowiada zużyciu energii pierwotnej na poziomie 91,3 Mtoe w 2030 r. Wśród najważniejszych działań w tym obszarze, Plan ten wymienia rozwój ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych, produkcję ciepła w kogeneracji, inteligentne sieci oraz funkcjonowanie mechanizmów stymulujących oszczędność końcowego wykorzystania energii oraz zachowania pro-oszczędnościowe.

W dniu 20 maja 2016 r. Sejm przyjął **ustawę o efektywności energetycznej** (t.j. Dz.U. 2019 poz. 545). Ustawa zawiera zobowiązanie dla sektora publicznego do pełnienia wzorcowej roli w kwestii oszczędności energii. Jednostki sektora publicznego zostały zobowiązane, aby realizując swoje zadania zastosowały co najmniej jeden ze środków poprawy efektywności energetycznej, do których należą:

1. realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej;
2. nabycie urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji;
3. wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, o których mowa w pkt 2, albo ich modernizacja;

4. realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (tekst jednolity Dz.U. 2018 poz. 966 ze zm.);
5. wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS;
6. realizacja gminnych programów niskoemisyjnych, o których mowa w ustawie z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (przy czym przepis wprowadzający to zagadnienie obowiązuje od dnia 11.02.2019 r., Dz.U. 2019 poz. 51).

Zastosowanie przez jednostkę sektora publicznego danego środka poprawy efektywności energetycznej będzie mogło się odbyć na podstawie umowy o poprawę efektywności energetycznej. Natomiast nakłady inwestycyjne przeznaczone na realizację przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej na podstawie umowy powinny być spłacane w zależności od poziomu uzyskiwanych oszczędności energii.

Ustawa o efektywności energetycznej reguluje również zasady funkcjonowania systemu świadectw efektywności energetycznej (czyli tzw. „białych certyfikatów”), którego celem jest uzyskanie wymiernych oszczędności energii w trzech obszarach:

- zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych, służących procesowi wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła,
- zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłach i dystrybucji.

Pozyskanie białych certyfikatów jest obowiązkowe dla firm sprzedających energię odbiorcom końcowym, w celu przedłożenia ich Prezesowi URE do umorzenia. Podmioty, które w myśl Ustawy o efektywności energetycznej są objęte obowiązkiem pozyskania białych certyfikatów, a jeśli nie uzyskują ich i nie umorzą, winny uiścić opłatę zastępczą w odpowiedniej wielkości, określonej ww. ustawą. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa efektywności energetycznej są towarem giełdowym i mogą być zbywane na Towarowej Giełdzie Energetycznej.

Białe certyfikaty są potwierdzeniem deklarowanej oszczędności energii uzyskanej w wyniku realizacji przedsięwzięcia lub kilku przedsięwzięć tego samego rodzaju, służących poprawie efektywności energetycznej (tzw. przedsięwzięcia pro-oszczędnościowe). Są to w szczególności:

- izolacja instalacji przemysłowych,
- przebudowa lub remont budynków wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi,
- modernizacja lub wymiana:
 - oświetlenia,
 - urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych lub w procesach energetycznych lub telekomunikacyjnych lub informatycznych,
 - lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła w rozumieniu art. 2 pkt 6 i 7 ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów,
- odzyskiwanie energii, w tym odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych,
- ograniczenie strat:
 - związanych z poborem energii biernej,

- sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub gazu ziemnego,
- na transformacji,
- w sieciach ciepłowniczych,
- związanych z systemami zasilania urządzeń telekomunikacyjnych lub informatycznych,
- ➔ stosowanie do ogrzewania obiektów lub ich chłodzenia energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych.

Szczegółowy wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej zawarty został w obwieszczeniu Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. (M.P. 2016 poz.1184).

Przyjęta w maju 2016 r. przez RM ustawa o efektywności energetycznej wprowadziła pewne modyfikacje w zakresie funkcjonowania systemu świadectw efektywności energetycznej, który opisany został we wcześniejszej ustawie o efektywności energetycznej z dnia 15.04.2011 r., dotyczą one m.in.:

- ➔ począwszy od 2016 r. – zakres obowiązku dotyczącego realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa efektywności energetycznej określony został, jako uzyskanie w każdym roku oszczędności energii finalnej w wysokości 1,5%;
- ➔ określona została stała wielkość jednostkowej opłaty zastępczej, która w 2017 roku wynosiła 1 500 zł, natomiast za rok 2018 oraz za każdy kolejny rok jednostkowa opłata zastępcza zwiększa się o 5% w stosunku do jej wysokości obowiązującej za rok poprzedni;
- ➔ świadectwa efektywności energetycznej nie będą wydawane za przedsięwzięcia, które zostały już zrealizowane;
- ➔ zniesiony został obowiązek przeprowadzania przetargu, w wyniku którego Prezes URE dokonywał wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można było uzyskać świadectwa. Wydawanie przez Prezesa URE świadectw będzie się odbywać na wniosek podmiotu, u którego będzie realizowane przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej.

Innymi aktami prawnymi na poziomie krajowym, które definiują narzędzia mogące posłużyć stymulowaniu racjonalizacji użytkowania energii są następujące ustawy:

- ➔ **Ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym** poprzez:
 - miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego;
 - decyzję o ustaleniu warunków zabudowy i zagospodarowania terenu;
- ➔ **Ustawa Prawo ochrony środowiska** poprzez:
 - program ochrony powietrza;
 - program ochrony środowiska (obligatoryjny dla miasta);
 - raport oddziaływania inwestycji na środowisko;
 - zapisy samej ustawy, która daje miastu prawo do regulacji niektórych procesów – np. w art. 363:

Wójt, burmistrz lub prezydent miasta może, w drodze decyzji, nakazać osobie fizycznej której działalność negatywnie oddziałuje na środowisko, wykonanie w określonym czasie czynności zmierzających do ograniczenia ich negatywnego oddziaływania na środowisko;

- zapisy ustawy zawarte w art. 96, który daje samorządom możliwość decydowania o rodzajach i jakości dopuszczonych do stosowania paliw i/lub parametrach i rozwiązaniach technicznych instalacji, w których prowadzone będzie ich spalanie. Decyzje te wydawane mogą być na drodze uchwały sejmiku województwa przyjętej dla zdefiniowanego obszaru;

→ **Ustawa Prawo energetyczne poprzez:**

- Założenia do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- Plan zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

→ **Ustawa o wspieraniu termomodernizacji i remontów poprzez:**

- Fundusz Termomodernizacji i Remontów w zakresie finansowania części kosztów przedsięwzięć termomodernizacyjnych i remontowych;
- gminne programy niskoemisyjne wskazujące zakres przedsięwzięć niskoemisyjnych w zabudowie jednorodzinnej, objętych dofinansowaniem.

11.2 Racjonalizacja użytkowania energii w systemie ciepłowniczym

Obowiązek planowania i podejmowania działań mających na celu racjonalizację produkcji i przesyłu ciepła spoczywa (zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, art. 16), na przedsiębiorstwie energetycznym. Efektem tych działań wg ww. ustawy, mają być korzystniejsze warunki dostawy energii dla odbiorcy końcowego.

Systemowe źródła ciepła - działania producentów

Jednym z kierunków racjonalizacji produkcji ciepła w źródłach systemowych jest zastosowanie kogeneracji. Postulat zgodny z tym kierunkiem podejmuje Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25.10.2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, która nakłada obowiązek przeprowadzania oceny możliwości zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, a także podjęcia wszelkich działań w celu umożliwienia realizacji tego typu inwestycji.

Aktualnie wytwarzanie energii cieplnej dla potrzeb centralnego systemu ciepłowniczego Bytomia realizowane jest w spełniającym wymagania środowiskowe nowym źródle kogeneracyjnym EC Nowe Zabrze, należącym do Fortum Silesia S.A. Źródło to rozpoczęło pracę w sezonie 2018/2019, podając ciepło do Bytomia od marca 2019 roku za pomocą nowej magistrali ciepłowniczej łączącej system Zabrze z systemem Bytomia. Według danych Fortum Silesia S.A. udział ciepła wytworzonego w skojarzeniu za rok 2019 wyniósł 0,824.

Z kolei kryterium „efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego” zdefiniowane w art. 2 pkt 41 ww. dyrektywy 2012/27/UE, transponowane zostało do prawa polskiego przez ustawę ‘o efektywności energetycznej’, która z kolei w ustawie Prawo energetyczne

wprowadziła definicję „efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego” jako systemu, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej:

1. w 50% energię ze źródeł odnawialnych, lub
2. w 50% ciepło odpadowe, lub
3. w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
4. w 50% wykorzystuje się połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt-ach od 1 do 3.

Centralny system ciepłowniczy Bytomia, który po połączeniu z systemem zabrzańskim stanowi jeden wspólny system Fortum dla zasilania obu ww. miast - aktualnie spełnia powyższe kryterium i tym samym posiada status systemu efektywnego energetycznie.

Drugie źródło – EC Miechowice – zasilające system bytomski, które aktualnie pełni rolę ciepłowni szczytowo-awaryjnej, w najbliższym czasie wymagać będzie podjęcia działań w kierunku odbudowy potencjału wytwórczego. W tym celu Fortum rozważa budowę w EC Miechowice kotłów olejowych szczytowo-rezerwowych lub wykupienie kotłów olejowych dotychczas dzierżawionych.

Poza wyżej wymienionym, Fortum Silesia S.A. nie przewiduje istotnych działań inwestycyjnych na swoich źródłach. Według informacji Przedsiębiorstwa ich stan i zdolność produkcyjna nie stwarza zagrożeń dla zachowania ciągłości i bezpieczeństwa utrzymania dostawy ciepła dla odbiorców w Bytomiu na obecnym poziomie.

Natomiast system radzionkowski zaopatrujący w ciepło część mieszkańców Bytomia zasilany jest z kotłowni węglowej w Radzionkowie i przy aktualnych parametrach pracy nie może uzyskać statusu systemu efektywnego energetycznie. Prowadzone są prace w kierunku jego modernizacji, jak również zabudowy w źródle układu kogeneracyjnego. Prace te znajdują się aktualnie na etapie projektowym.

Działania w zakresie poprawy efektywności energetycznej w źródłach, prowadzone są również w jednostkach wytwórczych obsługujących lokalne systemy ciepłownicze:

- w Kotłowni CALOR planowana jest zabudowa nowej kotłowni gazowej wraz z układem wysokosprawnej kogeneracji. Nowe źródło zastąpi aktualnie funkcjonujące w ciepłowni kotły węglowe;
- w kotłowni ENCo planowany jest zakup kotła o mocy 1 MW dla c.w.u., którego praca wpłynie na poprawę sprawności wytwarzania energii w okresie letnim.

System dystrybucyjny - działania dystrybutorów

Centralny system dystrybucji ciepła w Bytomiu znajduje się w chwili obecnej w całości w rękach PEC Bytom Sp. z o.o. Od lipca 2020 r. PEC przejął na własność część sieci zarządzanej wcześniej przez RSC. W zakresie lokalnych systemów ciepłowniczych właścicielami poszczególnych sieci są: PPUH „ENCo”, U&R Calor Sp. z o.o.

Do działań racjonalizacyjnych w obrębie systemu dystrybucji, należy zaliczyć:

- ➔ pozyskiwanie nowych odbiorców ciepła z sieci ciepłowniczej poprzez współfinansowanie inwestycji w zakresie przyłączy i stacji ciepłowniczych;

- ➔ ograniczenie strat ciepła na przesyśle, które uzyskać można przede wszystkim poprzez:
 - wymianę sieci ciepłowniczych o złym stanie technicznym i wysokich stratach ciepła na rurociągi preizolowane o niskim współczynniku strat,
 - rozwój inteligentnych sieci ciepłowniczych,
- ➔ redukcję ubytków wody sieciowej, którą uzyskać można przede wszystkim poprzez:
 - modernizację odcinków sieci o wysokim wskaźniku awaryjności,
 - zabudowę rurociągów ciepłowniczych z instalacją nadzoru przecieków i zawilgoceń pozwalającą na szybkie zlokalizowanie i usunięcie awarii,
 - modernizację węzłów ciepłowniczych bezpośrednich na wymiennikowe,
 - modernizację i wymianę armatury odcinającej.

PEC Bytom Sp. z o.o. systematycznie realizuje inwestycje w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci i węzłów ciepłowniczych, których efektem jest m.in. zmniejszenie awaryjności sieci i zmniejszenie strat ciepła na przesyśle.

Aktualnie PEC Bytom zbliża się do planowanego zakończenia projektu pt. „Modernizacja gospodarki ciepłej dla gmin: Bytom i Radzionków 2015÷2020”, którego celem jest przede wszystkim zmniejszenie strat ciepła powstających w procesie przesyłania i dystrybucji ciepła. Zadania prowadzone są na terenie Bytomia w dzielnicach: Śródmieście, Miechowice, Karb, Łagiewniki, Szombierki i oś. Arki Bożka. W ramach ww. projektu do roku 2019 zmodernizowano łącznie ok. 13 km sieci oraz wybudowano 188 szt. indywidualnych węzłów ciepłych. W roku 2020 planowana jest jeszcze zabudowa łącznie ok. 4 km sieci i budowa 11 szt. węzłów indywidualnych. Projekt współfinansowany jest przez Unię Europejską ze środków POIiŚ 2014÷2020 w ramach działania 1.7.2 Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu w województwie śląskim. Wysokość dofinansowania wynosi ok. 16,4 mln zł, przy całkowitych kosztach Projektu ok. 46,3 mln zł.

W połowie 2019 roku PEC Bytom podpisał również umowę na dofinansowanie ze środków POIiŚ 2014÷2020 Projektu pt. „Modernizacja systemu ciepłowniczego wraz z likwidacją niskiej emisji na terenie miasta Bytom w latach 2019÷2023”. Zakres Projektu obejmuje: wymianę izolacji odcinków sieci napowietrznej ok. 0,5 km, wymianę oraz budowę sieci ciepłowniczych o długości ok. 5,2 km, likwidację grupowego węzła ciepłego, a także budowę 55 szt. indywidualnych węzłów. Planowane nakłady to ok. 18,7 mln zł. Dotacja z FS wynosi ok. 10,6 mln zł. Zakończenie Projektu planowane jest w 2022 roku.

Racjonalizacja użytkowania energii w kotłowniach lokalnych i źródłach indywidualnych

Racjonalizacja działań w przypadku kotłowni lokalnych oraz indywidualnych źródeł ciepła powinna być ukierunkowana na modernizację niskosprawnych kotłowni węglowych i wymianę kotłów (szczególnie pieców węglowych) na nowoczesne o wyższym poziomie sprawności, zastosowanie zmiany paliwa (np. na gazowe) tam, gdzie to możliwe, wprowadzeniu dodatkowych instalacji umożliwiających wspomagająco wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (kolektory słoneczne, pompy ciepła).

Potencjalni właściciele kotłowni lokalnych z terenu Bytomia zostali objęci akcją ankietową mającą na celu zidentyfikowanie obiektów, które wymagają modernizacji. W zestawieniu kotłowni z terenu miasta o mocy powyżej 0,5 MW, w rozdziale 4 umieszczono lokalne źródła ciepła, o których informacje zebrano na podstawie: ww. akcji ankietowej oraz danych z decyzji o dopuszczalnej emisji zanieczyszczeń dla źródła ciepła.

Wg zgromadzonych informacji łączna moc zainstalowana kotłowni lokalnych (z wyłączeniem kotłowni zasilających lokalne systemy ciepłownicze) na terenie miasta to ok. 51 MW, w tym:

- ➔ dla kotłowni lokalnych o mocy zainstalowanej od 500 kW wzwyż:
 - ➔ ok. 91% mocy obejmuje kotłownie opalane paliwami ekologicznymi;
 - ➔ ok. 9% mocy obejmuje kotłownie węglowe.

Jak widać z powyższego zestawienia, udział zinwentaryzowanych obiektów, w których ciepło produkowane jest w oparciu o paliwa ekologiczne jest wysoki.

Działania racjonalizacyjne powinny zostać ukierunkowane na likwidację kotłów węglowych na rzecz efektywniejszych kotłów gazowych, bądź też na działaniach mających na celu podłączenie użytkowników kotłów węglowych do miejskiego systemu ciepłowniczego.

W latach 2017-2018 PEC Bytom realizował Projekt pt. "Wdrażanie programu ograniczania niskiej emisji przez PEC Bytom - uciepłownienie zabudowy wielorodzinnej", współfinansowany przez Unię Europejską ze środków POIiŚ 2014-2020 w ramach działania 1.7.2 Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu w województwie śląskim. W ramach Projektu wybudowano ok. 5 km sieci oraz 54 sztuki węzłów ciepłowniczych, które zastąpiły indywidualne piece węglowe. Działania prowadzone były na terenie Bytomia w dzielnicach: Śródmieście, Karb i Łagiewniki.

Aktualnie PEC Bytom realizuje dwa Projekty o podobnym charakterze, które również są współfinansowane z POIiŚ 2014÷2020, t.j.:

- ➔ Projekt pt. „Modernizacja systemu ciepłowniczego wraz z likwidacją niskiej emisji na terenie miasta Bytom w latach 2019÷2023” opisany powyżej;
- ➔ Projekt pt. "Likwidacja niskiej emisji na terenie miasta Bytom w latach 2020-2021". Zakres Projektu obejmuje wybudowanie ok. 2 km sieci wraz z przyłączami oraz zabudowę 34 sztuk indywidualnych węzłów ciepłowniczych. Projekt związany jest z likwidacją indywidualnych nieefektywnych ogrzewań węglowych.

W przypadku odbiorców zlokalizowanych na obszarach poza zasięgiem oddziaływania miejskiej sieci ciepłowniczej oraz systemu gazowniczego główne działania powinny zostać ukierunkowane na promocję działań zapewniających wzrost efektywności energetycznej tych obiektów, takich jak np. termomodernizacja, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

W przypadku niewielkich kotłowni będących własnością podmiotów prywatnych oraz palenisk domów jednorodzinnych, o ich funkcjonowaniu lub modernizacji decydować będzie jedynie sytuacja ekonomiczna i świadomość ekologiczna społeczeństwa. W tym wypadku gmina również może dążyć do poprawy sytuacji poprzez działania związane

z podnoszeniem świadomości ekologicznej mieszkańców oraz działania preferujące przedsiębiorstwa oraz indywidualnych konsumentów ciepła, którzy zrezygnują z dotychczasowego zasilania paliwem stałym w nieefektywnych paleniskach na rzecz ekologicznego sposobu ogrzewania.

Racjonalizacja użytkowania ciepła przez odbiorców oraz źródła jej finansowania

Podstawowymi przepisami określającymi wymagania dotyczące energooszczędności budynków jest: ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane i wydane na jej podstawie rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity Dz.U. 2019 poz. 1065).

Rozporządzenie to wskazuje, iż budynek i jego instalacje: c.o., wentylacyjne, klimatyzacyjne, c.w.u., a w przypadku budynków użyteczności publicznej, zamieszkania zbiorowego, produkcyjnych, gospodarczych i magazynowych - również oświetlenia wbudowanego, powinny być zaprojektowane i wykonane w taki sposób, aby ilość ciepła, chłodu i energii elektrycznej, potrzebnych do użytkowania budynku zgodnie z jego przeznaczeniem, można było utrzymać na racjonalnie niskim poziomie, który został określony w załączniku nr 2 do tego rozporządzenia. Poziom ten dotyczy zarówno wartości izolacyjności termicznej przegród budowlanych, wyrażonej jako współczynnik przenikania ciepła U [$W/(m^2 \cdot K)$], jak i kształtowania odpowiednio niskiej wartości wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną EP [$kWh/m^2/rok$].

Wymagania (wskaźniki) dotyczące energooszczędności budynków będą sukcesywnie zastrzane zgodnie z harmonogramem zmian określonym w tym rozporządzeniu tak, aby osiągnąć cel, zgodnie z którym:

- od dnia 31 grudnia 2020 r. wszystkie nowe budynki winny być budynkami o niemal zerowym zużyciu energii;
- po dniu 31 grudnia 2018 r. nowe budynki zajmowane przez władze publiczne oraz będące ich własnością winny być budynkami o niemal zerowym zużyciu energii.

Od 9 marca 2015 r. funkcjonuje nowy system oceny energetycznej budynków, wprowadzony ustawą o charakterystyce energetycznej budynków (tekst jednolity Dz.U. 2020 poz.213). Nakłada on na właścicieli i zarządców nieruchomości, którzy chcą je sprzedać albo wynająć, obowiązek sporządzenia świadectwa charakterystyki energetycznej. Wymóg ten dotyczy również osób posiadających spółdzielcze prawo własnościowe do lokalu. Momentem, w którym świadectwo charakterystyki energetycznej powinno zostać przekazane nabywcy lub najemcy, jest zawarcie umowy sprzedaży lub umowy najmu. Jeśli zbywca albo wynajmujący nie wywiąże się z tego obowiązku, nabywca albo najemca może w terminie 14 dni od dnia zawarcia umowy wezwać pisemnie zbywcę lub wynajmującego do przekazania świadectwa charakterystyki energetycznej w terminie 2 miesięcy od dnia doręczenia wezwania. Nabywca lub najemca nie może zrzec się prawa do tego wezwania. W przypadku, gdy świadectwo charakterystyki energetycznej nie zostanie przekazane w ww. terminie, nabywca albo najemca może – w terminie nie dłuższym niż 6 miesięcy w przypadku umowy najmu oraz 12 miesięcy w przypadku umowy sprzedaży – zlecić sporządzenie świadectwa charakterystyki energetycznej na koszt zbywcy albo wynajmującego.

Świadectwo charakterystyki energetycznej jest wymagane także w przypadku obiektów użyteczności publicznej, to jest budynków o powierzchni użytkowej przekraczającej 250 m² zajmowanych przez: ograny wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę oraz administrację publiczną, w których obsługiwani są interesanci. W tych budynkach należy ponadto w widocznym miejscu umieścić kopię świadectwa. Obowiązek jej umieszczenia dotyczy także budynków o powierzchni użytkowej przekraczającej 500 m², w których są świadczone usługi dla ludności, i dla których wykonano takie świadectwa.

Nowe przepisy zakładają, że z przygotowania świadectw charakterystyki energetycznej zwolnione będą domy budowane na własny użytek. Obowiązek sporządzania świadectw nie będzie też dotyczył m.in. zabytkowych kamienic, kościołów, a także budynków mieszkalnych przeznaczonych do użytkowania nie dłużej niż cztery miesiące w roku.

Właściciel lub zarządca budynku jest zobowiązany poddać budynki w czasie ich użytkowania kontroli:

- okresowej, polegającej na sprawdzeniu stanu technicznego systemu ogrzewania, z uwzględnieniem efektywności energetycznej kotłów oraz dostosowania ich mocy do potrzeb użytkowych:
- co najmniej raz na 5 lat - dla kotłów o nominalnej mocy cieplnej od 20 kW do 100 kW,
- co najmniej raz na 2 lata - dla kotłów opalanych paliwem ciekłym lub stałym o nominalnej mocy cieplnej ponad 100 kW,
- co najmniej raz na 4 lata - dla kotłów opalanych gazem o nominalnej mocy cieplnej ponad 100 kW,
- okresowej, co najmniej raz na 5 lat, polegającej na ocenie efektywności energetycznej zastosowanych urządzeń chłodniczych o mocy chłodniczej nominalnej większej niż 12 kW.

Kontrolą objęty został cały system ogrzewania, tj. kotły wraz z urządzeniami instalacyjnymi. Ponadto obowiązkiem kontroli objęto również urządzenia zasilane paliwem odnawialnym, a nie jak do tej pory, tylko paliwem nieodnawialnym.

Kolejnym instrumentem wspomagającym racjonalne użytkowanie ciepła w zabudowie mieszkaniowej oraz budynkach stanowiących własność jednostek samorządu terytorialnego jest rządowy program wsparcia remontów i termomodernizacji, który działa w oparciu o przepisy ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (tekst jednolity Dz.U. z 2020 r. poz. 22 ze zm.). Jego celem jest poprawa stanu technicznego istniejących budynków ze szczególnym uwzględnieniem zmniejszenia rocznego zapotrzebowania na energię, zmniejszenia rocznych strat energii, zmniejszenia rocznych kosztów pozyskania ciepła, zamiany źródła energii na źródło odnawialne lub zastosowania wysokosprawnej kogeneracji.

Beneficjentami tego programu są właściciele zasobów mieszkaniowych (gminy, spółdzielnie mieszkaniowe, właściciele mieszkań zakładowych i prywatni właściciele), właściciele budynków zamieszkania zbiorowego oraz jednostki samorządu terytorialnego. Program ten obejmuje dwa główne moduły: wsparcie przedsięwzięć termomodernizacyjnych i wsparcie przedsięwzięć remontowych. Wsparcie jest udzielane w postaci tzw. premii, czyli spłaty części kredytu wykorzystanego na realizację przedsięwzięcia. Spłata jest do-

konywana ze środków Funduszu Termomodernizacji i Remontów, obsługiwanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego i zasilanego ze środków budżetu państwa.

11 lutego 2019 roku weszła w życie ustawa o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2019 poz. 51), która wprowadza pilotażowy program termomodernizacji jednorodzinnych budynków mieszkalnych zamieszkiwanych przez osoby dotknięte problemem tzw. ubóstwa energetycznego. Zgodnie ze wskazaniami ekspertów (raport Instytutu Badań Strukturalnych, luty 2018 r.) gospodarstwo domowe jest ubogie energetycznie, jeżeli ma trudności w zaspokojeniu swoich potrzeb energetycznych z powodu niskiego dochodu lub charakterystyk mieszkania. Potrzeby energetyczne to wszystkie czynności wykorzystujące zarówno energię ciepłą, jak i elektryczną, niezbędne do utrzymywania godnego poziomu życia, a więc: ogrzewanie mieszkania, podgrzewanie wody, oświetlenie, przygotowywanie posiłków i korzystanie z podstawowych sprzętów RTV i AGD. Jeśli koszt zaspokojenia potrzeb energetycznych jest tak wysoki, że członkowie gospodarstwa domowego stają przed dylematem, czy ograniczać te potrzeby, czy też oszczędzać kosztem innych dóbr, np. żywności, leków czy edukacji, wtedy stan ten świadczy o ubóstwie energetycznym.

Ww. ustawa wprowadza rozwiązania prawne w zakresie dofinansowania tzw. przedsięwzięć niskoemisyjnych realizowanych w budynkach jednorodzinnych. Przedsięwzięcie niskoemisyjne dotyczy wymiany lub likwidacji niespełniających standardów emisyjnych urządzeń grzewczych w postaci kotłów na paliwo stałe, jak również termomodernizacji obiektów. Osoby, na rzecz których realizowane będą powyższe przedsięwzięcia, co do zasady nie będą ponosiły jakichkolwiek kosztów z tytułu takiej wymiany. Jednakże ustawa przewiduje możliwość ustalenia przez gminę zasad wniesienia wkładu własnego przez beneficjenta przedsięwzięcia niskoemisyjnego w postaci pracy wykonywanej na rzecz gminy lub innego wkładu w wysokości nieprzekraczającej 10% szacowanej wartości przedsięwzięcia niskoemisyjnego.

Zgodnie z ww. ustawą gmina może uchwalić gminny program niskoemisyjny w celu ograniczenia emisji zanieczyszczeń i poprawy jakości powietrza w gminie. W programie tym określone zostaną przedsięwzięcia niskoemisyjne realizowane przez gminę na rzecz najmniej zamożnych gospodarstw domowych.

Z racji tego, że ww. regulacja dotyczy osób dotkniętych ubóstwem energetycznym, celem jest również zapewnienie spójności systemowej także w sferze prawa podatkowego. Z tego względu stosowne zmiany wprowadzone zostały również przez ustawę z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych oraz ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne (Dz.U. 2018 poz. 2246). Zgodnie z jej zapisami wprowadzono:

- ➔ ulgę termomodernizacyjną - podatnicy ponoszący wydatki na realizację przedsięwzięcia termomodernizacyjnego będą uprawnieni do skorzystania z ulgi w podatku dochodowym. Ulga ta polega na odliczeniu od dochodu (przychodu) wydatków poniesionych na realizację takiego przedsięwzięcia, w wysokości nieprzekraczającej 53 000 zł. Prawo do odliczenia przysługuje właścicielom (współwłaścicielom) jednorodzinnych budynków mieszkalnych w związku z dokonaną termomodernizacją tych budynków. Skorzystanie z ulgi uwarunkowane jest zakończeniem przedsięwzięcia termomoderniza-

cyjnego w okresie 3 lat, liczonych od końca roku, w którym poniesiony został pierwszy wydatek na to przedsięwzięcie. Ulga termomodernizacyjna jest skierowana do podatników podatku dochodowego od osób fizycznych, opłacających podatek według skali podatkowej (stawki 18% lub 32%), jednolitej 19% stawki podatku (tzw. podatek liniowy) oraz opłacających ryczałt od przychodów ewidencjonowanych.

- ➔ nowe zwolnienie podatkowe – dotyczy ono zwolnienia z podatku dochodowego świadczeń (dotacji, umorzeń, pożyczek) otrzymanych ze środków NFOŚiGW lub WFOŚiGW, na przygotowanie dokumentacji oraz realizację przedsięwzięcia w budynku mieszkalnym jednorodzinnym lub w budynku mieszkalnym jednorodzinnym nowo budowanym, który nie został przekazany lub zgłoszony do użytkowania, pod warunkiem że zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane uzyskano zgodę na rozpoczęcie budowy budynku mieszkalnego jednorodzinnego, w ramach programów mających na celu poprawę efektywności energetycznej i zmniejszenie emisji pyłów i innych zanieczyszczeń do atmosfery.

Kolejnym nowym instrumentem wsparcia dla działań termomodernizacyjnych w budynkach jednorodzinnych jest uruchomiony we wrześniu 2018 r. Program Priorytetowy „Czyste Powietrze” (ostatnia zmiana Programu uchwalona została przez NFOŚiGW w marcu 2020 r.). Program koncentruje się na termomodernizacji oraz efektywnym zarządzaniu energią w gospodarstwach domowych, co pozwoli zmniejszyć ilość zużywanej energii cieplnej i osiągnąć rzeczywiste oszczędności finansowe. Jest on skierowany do osób fizycznych będących właścicielami lub współwłaścicielami domów jednorodzinnych lub osób posiadających zgodę na rozpoczęcie budowy.

Program „Czyste Powietrze” przewiduje dofinansowanie m.in. na: wymianę starych źródeł ciepła (pieców i kotłów na paliwa stałe) oraz zakup i montaż nowych źródeł ciepła spełniających wymagania programu; docieplenie przegród budynku; wymianę okien i drzwi; montaż lub modernizację instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej; instalację odnawialnych źródeł energii (kolektorów słonecznych i ciepłej wody użytkowej); montaż wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła.

Minimalna kwota dotacji wynosi 3 tysiące złotych (nie dotyczy zakupu i montażu źródła ciepła). Maksymalna kwota dotacji może wynosić do 30 000 zł dla podstawowego poziomu dofinansowania (tj. dla beneficjentów o dochodzie rocznym nieprzekraczającym kwoty 100 000 zł) i 37 000 zł dla podwyższonego poziomu dofinansowania.

Od dnia 15.05.2020 r. wprowadzona została możliwość finansowania przedsięwzięć rozpoczętych do 6 miesięcy przed datą złożenia wniosku o dofinansowanie, oraz nie wcześniej niż 15.05.2020 r.

Nabór wniosków prowadzony jest w trybie ciągłym przez właściwe terenowo Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. WFOŚiGW w Katowicach ogłosił w dniu 15.05.2020 r. nabór do Programu Czyste Powietrze, prowadzony na nowych zasadach. Wnioski można składać:

- ➔ poprzez aplikację internetową, tj. Portal Beneficjenta dostępny na stronie internetowej WFOŚiGW w Katowicach (<https://portal.wfosigw.katowice.pl/strona-glowna-programu>) lub
- ➔ poprzez serwis gov.pl (www.gov.pl/web/gov/skorzystaj-z-programu-czyste-powietrze).

Termin realizacji Programu przewidziano na lata 2018÷2029, przy czym termin podpisywania umów upływa w dniu 30.06.2027 r., a zakończenie wszystkich prac projektowych objętych umową powinno nastąpić nie później niż do dnia 30.06.2029 r.

Jednym z narzędzi wspomagających określenie opłacalnych pod kątem kosztów sposobów termomodernizacji dla konkretnego budynku jest audyt energetyczny wykonany na podstawie rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego (Dz.U. 2009 nr 43 poz. 346 ze zm.).

W audycie energetycznym analizowane są wszystkie możliwe techniczne procesy prowadzące do obniżenia zapotrzebowania ciepłego przez dany obiekt budowlany. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń mogą być wybrane te działania, które powodują największe oszczędności energii przy krótkim czasie zwrotu poniesionych nakładów.

Zaznaczyć należy, że przy specyficznych obiektach budowlanych, z pewnych względów technicznych, niektóre z działań termomodernizacyjnych nie mogą być prowadzone. Przykładem mogą być obiekty objęte ochroną konserwatorską posiadające indywidualną elewację zewnętrzną z istniejącymi formami charakterystycznymi dla danego okresu w architekturze budowlanej, dla których wyklucza się możliwość docieplenia ścian zewnętrznych.

Działania termomodernizacyjne w zabudowie mieszkaniowej wielorodzinnej

Na terenie miasta Bytom w 2019 roku zasoby mieszkaniowe wynosiły ogółem 73 665 mieszkań. Zarządcami ww. nieruchomości są m.in. następujące podmioty:

- Bytomskie Mieszkania (BM)
- Zakład Gospodarki Mieszkaniowej w Bytomiu Sp. z o.o. (ZGM),
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Nasz Dom”,
- Bytomska Spółdzielnia Mieszkaniowa (BSM),
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Miechowice”,
- Górnicza Spółdzielnia Mieszkaniowa,
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Centrum”,
- Zakład Budynków Miejskich Sp. z o.o. (ZBM),
- Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A. Administracja Zasobów Mieszkaniowych (SRK AZM),
- Międzyzakładowa Spółdzielnia Mieszkaniowa MONOLIT,
- TERMA–DOM Sp. z o.o.
- Towarzystwo Budownictwa Społecznego Bytom Sp. z o.o. (TBS).

Według uzyskanych informacji od zarządców nieruchomości powyższe podmioty (to jest: SM Miechowice, BM, BSM, SRK AZM, SM Nasz Dom, ZBM, TERMA–DOM) sprawują zarząd nad ok. 1 900 obiektami mieszkalnymi wielorodzinnymi, w których znajduje się łącznie ok. 34 800 mieszkań, co stanowi ponad 47% ogólnej liczby mieszkań zlokalizowanych na terenie miasta.

Poniżej przedstawiono charakterystykę przeprowadzonych działań termomodernizacyjnych w obiektach zinwentaryzowanych wg danych uzyskanych od zarządców zasobami mieszkaniowymi z miasta Bytomia.

Największym zarządcą nieruchomości zlokalizowanym na terenie Bytomia jest Zakład Budynków Miejskich zarządzający 916 (2012 r. – 969) obiektami mieszkalnymi, w których zlokalizowanych jest 11 709 (2012 r. – 10 372) mieszkań o łącznej powierzchni 623 581 m². W ww. obiektach spółdzielnia przeprowadziła działania mające na celu poprawę ich właściwości cieplnych. W latach 2013-2019 przeprowadzono działania termomodernizacyjne na 177 obiektach zarządzanych przez ZBM. W okresie tym do systemu ciepłowniczego podłączono 417 mieszkań o łącznej powierzchni użytkowej 18 061 m². Kolejnych 319 lokali mieszkalnych planowanych jest do podłączenia do msc w latach 2020-2021.

Znaczące zasoby nieruchomości mieszkaniowych posiada również Bytomska Spółdzielnia Mieszkaniowa. Łączna ilość zarządzanych przez BSM budynków wielorodzinnych wynosi 164, w których znajdują się 7 764 mieszkania. Łączna powierzchnia tych mieszkań wynosi 356 570 m². Około 84% zasobów BSM zaopatrywanych jest w ciepło z sieci ciepłowniczej PEC Bytom, a pozostałe 16% z indywidualnych źródeł ogrzewania (piece węglowe, ogrzewanie gazowe, elektryczne). W ponad 60% budynków zarządzanych przez BSM wymienione zostało ocieplenie ścian zewnętrznych, a w ok. 73% zasobów wymieniono stolarkę okienną w częściach wspólnych budynków oraz drzwi wejściowe. Aktualnie Spółdzielnia zaplanowała przeprowadzenie termomodernizacji w 21 budynkach oraz docieplenie stropodachów w 15 budynkach.

SM „Nasz Dom” zarządza 127 (2012 r. – 128) obiektami, z czego 119 to budynki mieszkalne, w których zlokalizowanych jest 3 659 (2012 r. – 3608) mieszkań.

Z danych otrzymanych od zarządcy wynika, że w latach 2015÷2017 przeprowadzono działania termomodernizacyjne w 90 budynkach, w zakresie wymiany okien i drzwi oraz ocieplenia ścian zewnętrzne i dachów.

90 obiektów mieszkalnych będących w zarządzie SM „Nasz Dom” podłączonych jest do systemu ciepłowniczego, a 29 budynków mieszkalnych wyposażonych jest w indywidualne systemy grzewcze. Z łącznej liczby mieszkań zarządzanych przez SM „Nasz Dom” ok. 3% ogrzewanych jest przy wykorzystaniu piecy węglowych, a ok. 9% z zastosowaniem gazu sieciowego. Pozostałe 88% mieszkań podłączonych jest do ciepła systemowego.

Kolejnym zarządcą nieruchomości zlokalizowanym na terenie Bytomia jest SM „Miechowice” zarządzająca 128 obiektami, w których zlokalizowanych jest 5 235 mieszkań. Wszystkie budynki będące w zarządzie spółdzielni podłączone są do systemu ciepłowniczego Bytomia. W latach 2015-2019 przeprowadzono działania termomodernizacyjne na 49 budynkach mieszkalnych. W trakcie prac termomodernizacyjnych znajduje się 6 budynków, a dla 14 zaplanowano przeprowadzenie tego rodzaju inwestycji do 2023 r.

SRK Administracja Zasobów Mieszkaniowych zarządza 120 budynkami mieszkalnymi, w których znajdują się 872 mieszkania o łącznej powierzchni 43 815 m². 143 obiekty mieszkalne (5 budynków) podłączonych jest do systemu ciepłowniczego. Z indywidualnego ogrzewania węglowego korzysta 81% mieszkań zarządzanych przez SRK AZM. Pozostałe lokale korzystają z ogrzewania gazowego sieciowego oraz z energii elektrycznej.

Według informacji przekazanych od Zarządcy – SRK AZM nie planuje aktualnie działań termomodernizacyjnych na administrowanych zasobach mieszkaniowych w Bytomiu.

Następnym zarządcą nieruchomości zlokalizowanych na terenie Bytomia jest Spółka TERMA-DOM zarządzająca 4 budynkami, w których znajduje się jest 67 mieszkań o łącznej powierzchni 4 536 m². Do systemu ciepłowniczego podłączony jest aktualnie 1 budynek (25 mieszkań). Natomiast ok. 58% z ogólnej liczby mieszkań ogrzewanych jest za pomocą piecy węglowych. Pozostałe lokale mieszkalne (ok. 4%) korzysta w celach grzewczych z gazu sieciowego.

Powyższa analiza wykazała, że w okresie lat 2013÷2019 działania termomodernizacyjne w zabudowie mieszkaniowej wielorodzinnej w Bytomiu zostały znacznie zintensyfikowane. Na pozytywny trend w tej dziedzinie istotny wpływ ma m.in. możliwość pozyskania na ten cel środków pomocowych z UE. Przykładem tego jest projekt zrealizowany w latach 2017÷2018 przez PEC Bytom pt. „Wdrażanie programu ograniczania niskiej emisji przez PEC Bytom - ucieplnienie zabudowy wielorodzinnej”. W ramach tej inwestycji wybudowano ok. 5 km sieci oraz 54 szt. indywidualnych węzłów ciepłych, które zastąpiły nieefektywne ogrzewania węglowe. PEC Bytom planuje kontynuację tego rodzaju działań w kolejnych projektach, dotyczących likwidacji niskiej emisji i podłączania odbiorców do msc.

Zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna

Zgodnie z terminologią zawartą w art.3 punkt 2a ustawy Prawo budowlane przez budynek mieszkalny jednorodzinny należy rozumieć budynek wolnostojący albo budynek w zabudowie bliźniaczej, szeregowej lub grupowej, służący zaspokajaniu potrzeb mieszkaniowych, stanowiący konstrukcyjnie samodzielną całość, w którym dopuszcza się wydzielenie nie więcej niż dwóch lokali mieszkalnych albo jednego lokalu mieszkalnego i lokalu użytkowego o powierzchni całkowitej nie przekraczającej 30% powierzchni całkowitej budynku. Indywidualny użytkownik budynku jednorodzinnego może przeprowadzić analogiczne działania w zakresie racjonalizacji użytkowania ciepła w zakresie termorenowacji, jakie przedstawiono w stosunku do obiektów wielorodzinnych.

Ogólna dostępność i szeroka możliwość wyboru na rynku różnych systemów ogrzewania budownictwa indywidualnego oraz możliwość korzystania z form wspomagających finansowo procesy modernizacyjne i remontowe spowodowała, że od połowy lat 80 obserwuje się proces wymiany np. indywidualnych wyeksploatowanych kotłów na kotły nowe o większym wskaźniku sprawności, wymiany systemu zasilania (np. przejście z paliwa stałego na gazowe), wymiana grzejników itp.

Należy zaznaczyć, że nowe kotły są wsparte pełną automatyką, która umożliwia indywidualną korektę oczekiwanej temperatury w pomieszczeniu. System automatyki umożliwia również wprowadzenie programu umożliwiającego pracę systemu w określonym przedziale czasowym. System pozwala dostosować zmienne oczekiwane temperatury w pomieszczeniu w różnych okresach dobowych.

Właściciele obiektów jednorodzinnych mają szeroki zakres dostępności do nowych technologii w zakresie działań wpływających na zmniejszenie zapotrzebowania ciepłego bu-

dynku i zmniejszenie kosztów eksploatacji przy zachowaniu komfortu cieplnego. W nowym budownictwie jednorodzinnych zwiększa się stopień obiektów, które wykorzystują niekonwencjonalne źródła energii.

Właściciele obiektów jednorodzinnych również mogą ubiegać się o istniejące formy wsparcia przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Możliwości wsparcia finansowego działań w zakresie racjonalizacji ciepła:

- ➔ zakres wsparcia wynikający z ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (tekst jednolity Dz.U. z 2020 r. poz. 22 ze zm.),
- ➔ szeroki rynek kredytowy (np. tzw. kredyty remontowe) istniejący na rynku bankowym,
- ➔ dofinansowanie z budżetu gminy w zakresie modernizacji źródeł ciepła oraz zabudowy OZE w ramach realizacji Programu Ograniczenia Niskiej Emisji.

Obecnie indywidualny inwestor–właściciel, sam podejmuje decyzję o prowadzeniu działań w zakresie modernizacji własnego źródła ciepła oraz działań w zakresie termomodernizacji. Przy podjęciu decyzji o określonym sposobie realizacji indywidualny inwestor ma możliwość korzystania z informacji udzielanych przez przedstawicieli technicznych poszczególnych firm działających na rynku w zakresie systemów ogrzewania i docieplania budynków indywidualnych oraz z istniejącego rynku medialnego - specjalistycznych wydawnictw z zakresu budownictwa.

Budynki użyteczności publicznej

Zlokalizowane obiekty użyteczności publicznej w obszarze miasta charakteryzują się szerokim zakresem architektonicznym. Przy tego typu budynkach należy przeprowadzić indywidualne audyty energetyczne, które uwzględnią indywidualne zapotrzebowanie cieplne dla danego typu obiektu oraz możliwości ich realizacji z punktu widzenia architektury.

Na terenie miasta Bytom znajduje się znaczna liczba obiektów użyteczności publicznej (budynki administracji publicznej, uczelnie wyższe, szkoły, kina, muzea itp.) oraz obiekty posiadające specyficzną funkcjonalność, np.: hale widowiskowe, obiekty sportowe, obiekty kulturalne. Wszystkie ww. obiekty będące we władaniu Urzędu Miasta Bytom są objęte: „*Programem zintegrowanego podejścia energetycznego dla jednostek gminnych*”. Zasady funkcjonowania tego Programu opisano w rozdz. 11.6.

Działania termomodernizacyjne na obiektach użyteczności publicznej planowane i realizowane są przez Miasto i jego jednostki w ramach następujących planów i programów strategiczno-operacyjnych, przyjętych uchwałami Rady Miasta Bytomia:

- „Gminny Program Rewitalizacji. Bytom 2020+”;
- „Plan gospodarki niskoemisyjnej”.

W tabeli poniżej zestawiono inwestycje termomodernizacyjne przeprowadzone w latach 2015-2020 na obiektach oświatowych, które wpłynęły na poprawę efektywności energetycznej tych budynków.

Tabela 11-1 Działania termomodernizacyjne wykonane w latach 2015-2020 w obiektach oświatowych

| Placówka oświatowa | Adres | Zakres wykonanych działań |
|--|----------------------------|--|
| Szkoła Podstawowa nr 21 (budynek A) | ul. Raclawicka 17 | <ul style="list-style-type: none"> - ocieplenie ścian zewnętrznych - wymiana okien - ocieplenie dachu - modernizacja wewn. instal. grzewczej - wdrożenie systemu zarządzania oświetleniem - wdrożenie systemu zarządzania ciepłem - modernizacja oświetlenia zewn. i wewn. |
| G 8 - aktualnie Szkoła Podstawowa nr 21, budynek B | ul. Worpie 14-16 | <ul style="list-style-type: none"> - ocieplenie ścian zewnętrznych - wymiana okien i drzwi - ocieplenie dachu - modernizacja wewn. instal. grzewczej - wdrożenie systemu zarządzania ciepłem (czujnik temperatury) - modernizacja oświetlenia zewn. i wewn. |
| Szkoła Podstawowa nr 23 | ul. Wojciechowskiego 6 | <ul style="list-style-type: none"> - ocieplenie ścian zewnętrznych - wymiana 17 okienek piwnicznych i 3 drzwi zewnętrznych - docieplenie stropodachów granulatami wełny mineralnej - ocieplenie cokołu budynku na głębokości ok. 50 cm ppt - instalacja zaworów termostatycznych i nastaw, automatyka mieszania pompowego - system zarządzania energią – instalacja c.o. - wymiana starych źródeł światła na oprawy świetlówkowe, łącznie: oświetlenie wewn. 209 opraw i zewn. 2 oprawy - instalacja rozdzielnic AKPiA, montaż urządzeń automatyki na instalacji grzewczej, podłączenie okablowania komunikacyjnego, integracja liczników ciepła |
| Szkoła Podstawowa Nr 28 | ul. Armii Krajowej 40 | <ul style="list-style-type: none"> - ocieplenie ścian zewnętrznych - wymiana drzwi zewnętrznych i części okien - docieplenie stropodachów - modernizacja wewn. instal. grzewczej - system zarządzania energią - modernizacja oświetlenia zewn. i wewn. - ochrona p/poż. |
| Szkoła Podstawowa nr 33 | ul. Matki Ewy 9 | <ul style="list-style-type: none"> - ocieplenie dachu i stropodachu (segment H i J) - wymiana drzwi i okien w budynku głównym - modernizacja instalacji c.o. (zawory termostatyczne) - modernizacja oświetlenia zewn. i wewn. - częściowa wymiana opraw na energooszczędne - modernizacja węzła - wymiana zaworów regulujących |
| Szkoła Podstawowa nr 42 | ul. Chorzowska 28 H | <ul style="list-style-type: none"> - ocieplenie ścian zewn. budynku - wymiana okien - ocieplenie dachu - modernizacja i wymiana oświetlenia zewn. i wewn. - ocieplenie podpiwniczenia wykonanie drenażu |
| Szkoła Podstawowa nr 43 | ul. Suchogórska 98 | <ul style="list-style-type: none"> - ocieplenie ścian zewn. budynku - modernizacja - ocieplenie dachu - modernizacja i wymiana oświetlenia zewn. i wewn. - wewn. instalacja grzewcza - modernizacja / wymiana |
| Szkoła Podstawowa nr 44 | ul. Gen.Grota Roweckiego 6 | <ul style="list-style-type: none"> - modernizacja istniejącej kotłowni - ocieplenie ścian zewn. budynku - wymiana okien i drzwi - ocieplenie dachu - modernizacja i wymiana oświetlenia wewn. - modernizacja instalacji c.o. (zawory termostatyczne) - wymiana instalacji odgromowej |
| Szkoła Podstawowa nr 45 | ul. Zakątek 20 | <ul style="list-style-type: none"> - docieplenie ściany zewn. budynku - wymiana okien i drzwi - ocieplenie stropów - modernizacja i wymiana oświetlenia wewn. w tym - czujniki ruchu - systemu zarządzania ciepłem - zawory z siłownikami i termostatami |
| Szkoła Podstawowa nr 46 | ul. Bolesława Prusa 10 | <ul style="list-style-type: none"> - docieplenie ścian zewn. budynku - wymiana okien (56 szt.) i drzwi (6 szt.) - ocieplenie dachu i podpiwniczenia - modernizacja i wymiana oświetlenia wewn. (274 szt.) i zewn. (9 szt.) - zmiana sposobu ogrzewania z gazowego na msc - wdrożenie systemu zarządzania ciepłem - wymiana instalacji odgromowej |
| Szkoła Podstawowa nr 51 | ul. Łużycka 12a | <ul style="list-style-type: none"> - docieplenie ścian zewn. budynku i stropodachu - wymiana okien i drzwi - docieplenie podpiwniczenia - modernizacja i wymiana oświetlenia - wymiana zaworów termostatycznych, wykonanie węzła mieszania pompowego |

| Placówka oświatowa | Adres | Zakres wykonanych działań |
|---|------------------------------|--|
| | | - wdrożenie systemu zarządzania ciepłem - wymiana instalacji odgromowej |
| Szkoła Podstawowa nr 54 | ul. Reptowska 86 | - ocieplenie ścian zewn. budynku i stropodachu - wymiana okien i drzwi - modernizacja i wymiana oświetlenia zewn. i wewn. - wymiana zaworów termostatycznych oraz regulacja hydrauliczna instalacji - wdrożenie systemu zarządzania ciepłem likwidacja kotłowni gazowej. Przyłączenie do sieci ciepłowniczej poprzez węzeł cieplny instalacji odbiorczych dla potrzeb przygotowania ciepłej wody (techn.), wentylacji pływalni oraz ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) |
| ZSO 3 - aktualnie V LO Mistrzostwa Sportowego | ul. Powstańców Śląskich 2 | - ocieplenie ścian zewn. budynku i dachu - wymiana okien i drzwi - modernizacja i wymiana oświetlenia - wdrożenie systemu zarządzania oświetleniem |
| Zespół Szkół Ogólnokształcących nr 5 | ul. Nickla 19 | - ocieplenie ścian zewn. budynku - ocieplenie dachu i podpiwniczenia - wymiana okien i drzwi - modernizacja i wymiana oświetlenia - wdrożenie systemu zarządzania ciepłem - modernizacja węzłów cieplnych |
| ZSO 11 - aktualnie Szkoła Podstawowa nr 32 | ul. Szymały 124 | - ocieplenie ścian zewn. budynku - ocieplenie dachu i stropodachów - wymiana okien (12 szt.) i drzwi (12 szt.) - modernizacja i wymiana oświetlenia - modernizacja wewn. instal. grzewczej - wdrożenie systemu zarządzania ciepłem - modernizacja węzłów cieplnych |
| ZSTiO aktualnie Zespół Szkół Technicznych | ul. Modrzewskiego 5 | - ocieplenie ścian zewn. budynku - wymiana okien i drzwi - modernizacja i wymiana oświetlenia |
| ZSS 6 aktualnie Szkoła Podstawowa Specjalna nr 40 | ul. Orłąt Lwowskich 12b | Remont dachu, wymiana stolarki okiennej, termomodernizacja |
| IV Liceum Ogólnokształcącego | Pl. Sikorskiego 1 | - ocieplenie dachu - wymiana okien (65%) i drzwi (4 szt.); remont okien (35%) |
| Państwowe Szkoły Budownictwa - Zespół Szkół | ul. Powstańców Śląskich 10 | wymiana dachówki na całym dachu wraz z folią oraz z obróbkami blacharskimi, montaż płotków przeciw śniegowych, przemulowanie kominów, wymiana rynien i rur spustowych, wymiana instalacji odgromowej, wymiana elementów konstrukcji dachu, wymiana stolarki w połaci dachowej |
| Zespół Szkół Administracyjno-Ekonomicznych i Ogólnokształcących | ul. Webera 6 | ocieplenie dachu i podpiwniczenia, wymiana okien i drzwi, modernizacja wewn. instalacji c.o. |
| Szkoła Podstawowa nr 16 | ul. M. Rataja 3 | modernizacja dachu, wymiana okien (23 szt.) i drzwi |
| Szkoła Podstawowa nr 4 | ul. Bolesława Chrobrego 9 | wymiana okien i drzwi wejściowych, docieplenie stropu, płukanie instalacji c.o., montaż zaworów w grzejnikach |
| OSIR, Stadion "Szombierki" | ul. Modrzewskiego 3 | ocieplenie ścian zewnętrznych, wymiana okien, wykonanie nowej instalacji c.o. |
| OSIR, Hala Sportowa nr 1 | ul. Kosynierów 15 | ocieplenie ścian zewnętrznych, wymiana okien, wykonanie nowej instalacji c.o. |
| OSIR, Hala Sportowa nr 2 | ul. Strzelców Bytomskich 131 | ocieplenie ścian zewnętrznych, wymiana okien, wykonanie nowej instalacji c.o. |

Źródło: dane wg Wydziału Realizacji Inwestycji UM Bytom; OSIR Bytom, ankietyzacja placówek oświatowych

11.3 Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych

Zmniejszenie strat gazu w systemie dystrybucji

Działania związane z racjonalizacją użytkowania gazu wiążą się z jego dystrybucją i prowadzą do zmniejszenia strat gazu.

Straty gazu w sieci dystrybucyjnej spowodowane są głównie następującymi przyczynami:

- nieszczelności na armaturze - dotyczą zarówno samej armatury, jak i jej połączeń z gazociągami (połączenia gwintowane lub, przy większych średnicach, kołnierzo-we); zmniejszenie przecieków gazu na samej armaturze w większości wypadków będzie wiązało się z jej wymianą;
- sytuacje związane z awariami (nagłymi nieszczelnościami) i remontami (gaz wypuszczany do atmosfery ze względu na prowadzone prace) - modernizacja sieci wpłynie na zmniejszenie prawdopodobieństwa awarii.

Należy podkreślić, że zmniejszenie strat gazu ma trojaki rodzaj znaczenia:

- efekt ekonomiczny: zmniejszenie strat gazu powoduje zmniejszenie kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa gazowniczego, co w dalszym efekcie powinno skutkować obniżeniem kosztów zaopatrzenia w gaz dla odbiorcy końcowego;
- metan jest gazem powodującym efekt cieplarniany, a jego negatywny wpływ jest znacznie wyższy niż dwutlenku węgla, stąd też ze względów ekologicznych należy ograniczać jego emisję;
- w skrajnych przypadkach wycieki gazu mogą lokalnie powodować powstawanie stężeń zbliżających się do granic wybuchowości, co zagraża bezpieczeństwu.

Generalnie, niemal całość odpowiedzialności za działania związane ze zmniejszeniem strat gazu w jego dystrybucji, spoczywa na PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze.

Ze względu na fakt, że w warunkach zabudowy miejskiej, szczególnie na terenach śródmiejskich, bardzo istotne znaczenie mają koszty związane z zajęciem pasa terenu, uzgodnieniem prowadzenia różnych instalacji podziemnych oraz zwłaszcza z odtworzeniem nawierzchni, jest rzeczą celową, aby wymiana instalacji podziemnych różnych systemów (gaz, woda, kanalizacja, kable energetyczne i telekomunikacyjne itd.) była prowadzona w sposób kompleksowy.

Racjonalizacja wykorzystania paliw gazowych

Paliwa gazowe w mieście są wykorzystywane na następujące cele:

- wytwarzanie ciepła (w postaci gorącej wody lub pary);
- bezpośrednio przygotowywanie ciepłej wody użytkowej;
- przygotowywanie posiłków w gospodarstwach domowych i obiektach zbiorowego żywienia;
- cele bezpośrednio technologiczne.

Sprawność wykorzystania gazu w każdym z powyższych sposobów uzależniona jest od cech samych urządzeń oraz od sposobu ich eksploatacji.

W przypadku wytwarzania ciepła w kotłach gazowych efekty można uzyskać poprzez wymianę urządzeń. Wzrost sprawności dla nowych urządzeń wynika z uwzględnienia następujących rozwiązań technicznych:

- lepsze rozwiązanie układu palnikowego oraz układu powierzchni ogrzewalnych kotła, pozwalające na zwiększenie nominalnej sprawności kotła, a co za tym idzie sprawności średnioeksploatacyjnej;
- lepszy dobór wielkości kotła - unikanie przewymiarowania;
- stosowanie kotłów kondensacyjnych, pozwalających odzyskać ze spalin ciepło parowania pary wodnej zawartej w spalinach (stąd sprawność nominalna odniesiona do wartości opałowej gazu jest większa od 100%), jednak ich stosowanie wymaga niskotemperaturowego układu odbioru ciepła oraz układu do neutralizacji i odprowadzenia kondensatu.

Na wzrost efektywności wykorzystania gazu wpływ mają również takie działania jak:

- ➔ oszczędne gospodarowanie paliwem gazowym w zakresie ogrzewania poprzez stosowanie nowoczesnych kotłów o dużej sprawności oraz zabiegi termomodernizacyjne, których efektem będzie zmniejszenie zużycia gazu;
- ➔ racjonalne wykorzystanie paliwa gazowego w indywidualnych gospodarstwach domowych, wyrażające się oszczędzaniem gazu w zakresie przygotowania ciepłej wody użytkowej.

11.4 Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej

Źródła energii elektrycznej - działania producentów

Koncesjonowana działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terenie miasta Bytomia prowadzona jest aktualnie przez Bytomskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o. oraz Spółkę Eko-Energia S.C. Henryk Stolarczyk - Henryk Węgrzyn.

Fortum Silesia S.A. zaprzestało produkcji energii elektrycznej w EC Miechowice (kotły energetyczne zostały odstawione do rezerwy) na przełomie 2018/2019 w związku z podłączeniem EC Nowe Zabrze do systemu bytomskiego.

Zgodnie z powyższym wszelkie działania mające na celu racjonalizację wytwarzania energii elektrycznej powinny być realizowane przez ww. podmioty na obiektach przez nich eksploatowanych.

Ograniczenie strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym - działania dystrybutorów

Najważniejszymi kierunkami zmniejszania strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym są:

- ➔ zmniejszenie strat przesyłowych w liniach energetycznych;
- ➔ zmniejszenie strat jałowych w stacjach transformatorowych.

W przypadku stacji transformatorowych zagadnienie zmniejszania strat rozwiązywane jest poprzez monitorowanie stanu obciążeń poszczególnych stacji transformatorowych i gdy jest to potrzebne na skutek zmian sytuacji, wymienianie transformatorów na inne, o mocy

lepiej dobranej do nowych okoliczności. Działania takie są na bieżąco prowadzone przez TAURON Dystrybucja S.A. oraz PKP Energetyka S.A. Zachodni Rejon Dystrybucji.

Generalnie należy stwierdzić, że podmiotami w całości odpowiedzialnymi za zagadnienia związane ze zmniejszeniem strat w systemie dystrybucji energii elektrycznej na obszarze miasta są przedsiębiorstwa dystrybucyjne (TAURON Dystrybucja S.A., PKP Energetyka S.A. Zachodni Rejon Dystrybucji).

Poprawienie efektywności wykorzystania energii elektrycznej – inteligentne opomiarowanie

Obecnie można wyróżnić dwa systemy inteligentnego wykorzystywania energii:

- Smart Grid,
- Smart Metering.

Smart Grid – technologia pozwalająca na integrację sieci elektroenergetycznych z sieciami IT w celu poprawy efektywności energetycznej, aktywizacji odbiorców, poprawy konkurencji, zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego i łatwiejszego przyłączenia do odnawialnych źródeł energii.

Smart Metering – wprowadzenie nowoczesnych urządzeń pomiarowych na każdym etapie pracy sieci elektroenergetycznych, w tym wymianę istniejących systemów liczników na liczniki wyposażone w możliwość dwustronnej komunikacji.

Do największych zalet Smart Meteringu zaliczyć można możliwość naliczania kosztów za rzeczywiście zużytą ilość energii. Wraz z uruchomieniem systemu obliczanie kosztów energii elektrycznej na podstawie prognoz przestanie funkcjonować, w zamian koszty zostaną wyliczane na podstawie rzeczywistego zużycia. Wprowadzenie systemu da również możliwość elastycznego dostosowania taryfy dla indywidualnych potrzeb odbiorców. Smart Metering pozwoli również na sprawną zmianę dostawcy energii elektrycznej, co pozwoli na wzrost poziomu konkurencji rynku elektroenergetycznego.

Analiza i ocena możliwości wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania

Ogrzewanie elektryczne polega na bezpośrednim wykorzystaniu przemiany energii elektrycznej na ciepło w pomieszczeniu za pomocą m.in. grzejników elektrycznych, listew przypodłogowych oraz ogrzewania podłogowego lub sufitowego za pomocą kabli czy mat grzejnych.

Ogrzewanie elektryczne w ostatnich czasach jest szeroko propagowane i zdobywa sobie coraz więcej zwolenników. Jego zastosowanie pociąga za sobą wysokie koszty eksploatacyjne przy relatywnie niskich inwestycyjnych. Na rynku dostępnych jest wiele urządzeń grzewczych wykorzystujących energię elektryczną. Decydując się na ogrzewanie elektryczne należy zwrócić uwagę na odpowiedni dobór mocy. Istotne bowiem jest nie tylko zapewnienie komfortu cieplnego, ale również najniższych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Wśród zalet, jakie posiada ogrzewanie elektryczne należy wymienić:

- ➔ powszechną dostępność źródła energii (np. na terenach, gdzie rozwija się budownictwo jednorodzinne, a brak tam uzbrojenia w gaz lub sieci ciepłownicze);
- ➔ niskie nakłady inwestycyjne - instalacja elektryczna musi być wykonana w każdym budynku; ogrzewanie elektryczne wyklucza konieczność budowy dodatkowych pomieszczeń na kotłownię, składowanie paliwa i popiołu, brak także (w przypadku modernizacji obiektu) potrzeby ochrony komina przed działaniem spalin (jak np. w przypadku kotłowni gazowych);
- ➔ komfort i bezpieczeństwo użytkowania (nie występuje zagrożenie wybuchem lub zaciadzeniem, brak potrzeby gromadzenia materiałów łatwopalnych - paliwa);
- ➔ bezpośrednie i dokładne opomiarowanie zużytej energii;
- ➔ możliwość optymalizacji zużycia energii - duża możliwość regulacji temperatury, również osobno dla poszczególnych pomieszczeń w mieszkaniu;
- ➔ brak strat ciepła na przesyle, zarówno wewnątrz budynku, jak i do budynku;
- ➔ możliwość zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych mieszkańców budynku za pomocą jednego nośnika energii;
- ➔ stała gotowość eksploatacyjna - możliwość zaspokojenia potrzeby ogrzewania poza sezonem grzewczym;
- ➔ możliwość instalowania grzejników o różnych gabarytach, zależnie od potrzeb występujących w danym pomieszczeniu;
- ➔ niskie koszty naprawy i obsługi;
- ➔ instalacje ogrzewania elektrycznego nie wymagają działań konserwacyjnych;
- ➔ duża sprawność i trwałość urządzeń;
- ➔ „ekologiczność” ogrzewania w miejscu jego użytkowania. Emisja zanieczyszczeń odbywa się w miejscu wytwarzania energii elektrycznej (w przypadku, gdy nie jest ona wytwarzana w sposób ekologiczny).

Do wad ogrzewania elektrycznego należy zaliczyć wysokie koszty eksploatacji - średnie koszty są wyższe niż dla ogrzewania gazowego, olejowego, czy w przypadku opalania drewnem. Zakłady Energetyczne czynią starania w celu zwiększenia konkurencyjności ogrzewania elektrycznego w stosunku do innych mediów. Służy temu szeroka akcja marketingowa poparta tworzeniem specjalnych grup taryfowych. Niektóre zakłady elektroenergetyczne posiadają kilka odmian swoich taryf dwu- lub trójstrefowych.

Możliwość wykorzystania energii elektrycznej jako nośnika ciepła w budownictwie mieszkaniowym musi wiązać się z istnieniem odpowiednich rezerw w systemie elektroenergetycznym na danym terenie. Istotny czynnik stymulujący stanowić może stworzenie przez TAURON Dystrybucja S.A. grup taryfowych preferujących w większym stopniu, niż dotychczasowa taryfa dwustrefowa, odbiorców korzystających z ogrzewania elektrycznego. Aktualnie nie wydaje się być zbyt racjonalnym lansowanie stosowania w nowej zabudowie ogrzewania opartego na wykorzystaniu energii elektrycznej, głównie z uwagi na jego wysokie koszty eksploatacyjne.

Natomiast celowym wydaje się wykorzystanie tego rodzaju ogrzewania na obszarach, na których dokonuje się rewitalizacji zabudowy, czy też modernizacji istniejącego sposobu

ogrzewania będącego często źródłem „niskiej emisji” (zmiany sposobu ogrzewania mieszkań za pomocą pieców ceramicznych i etażowych ogrzewań węglowych). Zastosowanie energii elektrycznej jako źródła energii cieplnej podyktowane może być również brakiem możliwości technicznych zastosowania innego nośnika energii (np. obiekt zabytkowy). Przy podejmowaniu działań zmierzających do wykorzystania ogrzewania elektrycznego należy brać pod uwagę możliwości istniejącej w danym rejonie infrastruktury elektroenergetycznej.

W przypadku zmiany sposobu ogrzewania z węglowego na system elektroenergetyczny konieczne jest wykonanie inwestycji (w najprostszej formie) obejmujących:

- ➔ przygotowanie sieci elektroenergetycznych do zwiększonego poboru mocy; wymianę liczników jednofazowych na liczniki trójfazowe, dwu- lub trójstrefowe;
- ➔ zamontowanie w mieszkaniach grzejników elektrycznych wraz z regulatorami temperatury lub zabudowa w istniejących piecach kaflowych grzałek elektrycznych z regulatorami temperatury.

Przed wykonaniem inwestycji polegającej na konwersji ogrzewania z węglowego na system elektroenergetyczny celowym jest potwierdzenie wielkości energetycznych budynku dla określenia jego dokładnego zapotrzebowania na moc cieplną i rocznego zużycia ciepła (najlepiej poprzez wykonanie audytu energetycznego).

Biorąc pod uwagę wielkość kosztów eksploatacyjnych oraz zakres występowania ogrzewań elektrycznych w istniejącej zabudowie zakłada się, że energia elektryczna będzie stanowiła alternatywne źródło energii cieplnej w Mieście w ograniczonym zakresie. Jej zastosowanie będzie uzależnione od dyspozycyjności sieci elektroenergetycznej w danym obszarze. Głównymi odbiorcami energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania mają być modernizowane budynki mieszkalne i usługowe.

Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego

Zgodnie z art. 18 ustawy Prawo energetyczne do zadań własnych miasta należy planowanie i finansowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na jej terenie.

Technicznie racjonalizacja zużycia energii na potrzeby oświetlenia ulicznego jest możliwa w dwu podstawowych płaszczyznach:

- przez wymianę opraw i źródeł świetlnych na energooszczędne;
- poprzez kontrolę czasu świecenia - zastosowanie wyłączników przekaźnikowych, które dają lepszy efekt (niż zmierzchowe), w postaci dokładnego dopasowania do warunków świetlnych czasu pracy.

Elementem racjonalnego użytkowania energii elektrycznej na oświetlenie uliczne jest poza powyższym dbałość o regularne przeprowadzanie prac konserwacyjno-naprawczych i czyszczenia opraw.

Dwa ostatnie dziesięciolecia ubiegłego wieku były dla wielu gmin okresem intensywnej modernizacji oświetlenia drogowego, którego podstawowym motorem było wprowadzenie

w życie szeregu dyrektyw i rozporządzeń Unii Europejskiej wycofujących z użytku energo-
 chłonny sprzęt oświetleniowy, także ten używany w oświetleniu drogowym

W 2012 r. zakończył się pierwszy etap zmian polegający na zakazie wprowadzania na ry-
 nek europejski świetlówek typu T10 i T12 oraz wysokoprężnych lamp sodowych o najniż-
 szej skuteczności typu standardowego, wtykowych i przystosowanych do pracy ze sta-
 tecznikami lamp rtęciowych. Podobnie z końcem 2015 r. wyeliminowano z rynku europej-
 skiego wszystkie wysokoprężne lampy rtęciowe oraz wysokoprężne lampy metalohalo-
 genkowe nie spełniające kryteriów funkcjonalnych określonych rozporządzeniem. To
 ostatnie działanie, wymusiło przeprowadzanie modernizacji oświetlenia, która mogła być
 zrealizowana tylko przy użyciu opraw do wydajnych lamp sodowych lub opraw LED.

Natomiast 13 kwietnia 2017 r. zakończył się trzeci etap określony w rozporządzeniu Ko-
 misji (WE) nr 245/2009, zmienionym przez rozporządzenie nr 347/2010, które ustala wy-
 mogi dotyczące ekoprojektu dla produktów oświetleniowych przeznaczonych dla sektora
 instytucjonalnego, w tym do oświetlenia ulicznego. Powoduje to m.in.:

- dopuszczenie do wprowadzania na rynek UE wysokoprężnych lamp metalohalogen-
 kowych jedynie o ściśle określonych, wysokich wartościach skuteczności świetlnej,
 współczynnika zachowania strumienia świetlnego i współczynnika trwałości,
- bardzo znaczne podwyższenie wymogów sprawności energetycznej dla stateczników
 elektromagnetycznych do wysokoprężnych lamp wyładowczych wysokiej intensywno-
 ści,
- wymóg konstrukcyjny dla opraw z wysokoprężnymi lampami wyładowczymi dotyczący
 wyposażenia ich w ww. stateczniki.

Nowoczesnym rozwiązaniem w dziedzinie oświetlenia ulicznego są również obecnie hy-
 brydowe systemy zasilania, które do działania nie potrzebują podłączenia do sieci energe-
 tycznej. Hybrydowe światła uliczne działają w oparciu o elektryczność powstałą poprzez
 przechwytywanie energii słonecznej za pomocą paneli słonecznych oraz energii wiatru
 przy użyciu silników wiatrowych. Kombinacja ta sprawia, że systemy są bardziej praktycz-
 ne w stosunku do systemów oświetleniowych opierających się jedynie na energii słonecz-
 nej.

Hybrydowa lampa uliczna oprócz tradycyjnych komponentów składa się z turbiny wiatro-
 wej o mocy 400 W, dwóch ogniw fotowoltaicznych (260 W) oraz akumulatorów wykona-
 nych w technologii VRLA-żel z elektrolitem uwięzionym w strukturze żelu krzemowego
 SiO₂ każdy 230 Ah. Wyposażona jest także w sterownik światła ulicznego, który umożliwia
 modulację szerokości impulsu oraz w technologię ochrony przed przeciążeniem w celu
 sterowania ładowaniem akumulatora. Kieruje on również pracą światła poprzez nastawia-
 nie czasu lub poprzez odczytywanie poziomu światła przy pomocy modułu komórki PV.

Lampy hybrydowe mogą być montowane tam, gdzie doprowadzenie energii jest nieopła-
 calne. Bez słońca i wiatru, przy akumulatorze naładowanym do pełna, potrafią świecić po
 10-14 h przez 4 do 5 dni.

Wiatrowo-słoneczna metoda oświetlenia jest samowystarczalna, niezależna, jak również
 eliminuje potrzebę budowania ziemnych łącz elektrycznych, które są typowe dla konwen-
 cjonalnych systemów oświetleń ulicznych.

Na obszarze miasta Bytomia prowadzeniem ruchu i utrzymaniem oświetlenia należącego do TAURON Dystrybucja S.A. oraz Gminy Bytom zajmuje się TAURON Dystrybucja Serwis S.A. Oddział w Gliwicach. Wg stanu na rok 2019 r. na terenie Bytomia zainstalowanych jest 10 500 sztuk opraw świetlnych. W latach 2013÷2020 wymieniono 2 504 szt. opraw należących do Gminy Bytom na oprawy LED, co przyczyniło się do zmniejszenia zapotrzebowania mocy o ok. 240 kW.

Zgodnie z informacją przekazaną przez MZDiM w Bytomiu w latach 2020÷2021 planowana jest modernizacja 7 506 szt. opraw należących do TAURON Dystrybucja S.A.

Popularną praktyką w naszym kraju jest to, iż zakłady elektroenergetyczne obciążają gminy nie tylko kosztami energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia, ale również (osobno) kosztami konserwacji oświetlenia.

Miasto odpowiadając za oświetlenie na swoim terenie i ponosząc koszty związane z konserwacją oświetlenia, powinno dążyć do przejęcia całości majątku oświetleniowego. W sytuacji takiej konserwacja oświetlenia staje się usługą na rzecz miasta, której wykonawcą winien zostać wybrany zgodnie z zapisami ustawy o zamówieniach publicznych, co może przynieść znaczne oszczędności.

11.5 Propozycja działań organizacyjnych. Pełnomocnik Prezydenta ds. Energetyki

Mieszkańców reprezentuje samorząd, którego zadaniem własnym, zgodnie z polskim prawem, jest zaspakajanie potrzeb zbiorowych, do których ustawa zalicza zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepło oraz paliwa gazowe.

Obserwacje działających w zakresie energetyki gminnej samorządów lokalnych, w ramach prac związanych z opracowywaniem dla nich dokumentów lokalnego planowania energetycznego, pozwoliły na określenie grupy zagadnień, jakimi energetyk gminny powinien się zająć. Są to głównie:

- ➔ lokalne planowanie energetyczne;
- ➔ koordynacja funkcji planistycznej i inwestycyjnej gminy oraz koordynacja działań przedsiębiorstw energetycznych;
- ➔ racjonalizacja użytkowania energii, w tym w szczególności w obiektach gminnych;
- ➔ zakup energii na potrzeby gminy w układzie rynkowym.

Efektywne lokalne planowanie energetyczne i koordynacja działań przedsiębiorstw

Mechanizmy lokalnego planowania energetycznego ustalone przez polskie prawo zostały opisane we wcześniejszych rozdziałach. Odnośnie racjonalizacji użytkowania energii zwrócić należy uwagę na to, że planowanie energetyczne realizowane przez gminy fachowo i kompleksowo, wymaga powołania już na etapie opracowywania dokumentów siły fachowej, która zajmie się samym planowaniem, a później wdrożeniem jego postanowień. Planowanie energetyczne ma się przekładać na realizację zadań i uzyskanie ich efektów. Przykładem obszaru do koordynacji pomiędzy planowaniem a realizacją inwestycji jest sprawowanie nadzoru nad kształtem i efektami zrealizowanych działań (termomoderniza-

cja → zmiana umowy dostawy). Właściwa koordynacja planowania energetycznego z inwestycyjnym jest zatem bardzo istotna dla zrównoważonego rozwoju miasta.

Kolejnym istotnym zadaniem stojącym przed miastem jest koordynacja działań przedsiębiorstw energetycznych. Koordynacja ta obejmuje analizy odnośnie umieszczania w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych działań wg założeń do planu zaopatrzenia w energię; ale nie tylko - do zadań gminy w tym zakresie zaliczyć można koordynację działań przedsiębiorstw w trakcie realizacji projektów modernizacji dróg. Istotna jest też aktywność w zakresie rozwoju gospodarczego, o ile atrakcyjniejsza może być oferta inwestycyjna jeżeli jest poparta właściwym rozpoznaniem warunków dostawy nośników energii na oferowanych terenach, a warunki ich dostawy są oferowane wspólnie przez miasto i przedsiębiorstwo energetyczne. Koordynacja działań przedsiębiorstw to również współpraca w zakresie edukacji ekoenergetycznej, która obu stronom może przynosić korzyści.

Zarządzanie energią

Użytkowanie energii przyczynia się do występujących na różną skalę oddziaływań na środowisko naturalne procesów produkcji i przesyłu energii. Najprostszym sposobem na ochronę środowiska jest minimalizowanie zużycia energii. Do najbardziej spopularyzowanych uporządkowanych działań bezpośrednich samorządów w tym zakresie zaliczyć należy tzw. zarządzanie energią w gminnych obiektach użyteczności publicznej, polegające na monitorowaniu i ograniczaniu zużycia i kosztów energii w tych obiektach. Zarządzanie energią w obiektach jw. wymaga monitoringu i aktualizacji baz danych dla programowania działań, a zatem wymaga wiedzy fachowej i winno być realizowane w układzie ciągłym. Tak utworzona baza informacyjna może być użyteczna dla szerokiego zakresu różnych działań.

W Bytomiu funkcjonuje „Baza zintegrowanego podejścia energetycznego dla jednostek gminnych”, w której znajdują się aktualizowane na bieżąco informacje o zużyciu energii i paliw przez poszczególne obiekty użyteczności publicznej zarządzane przez miasto. Szczegółowy opis zasad funkcjonowania Bazy znajduje się w kolejnym rozdziale.

Rynkowy zakup energii

Podstawowym założeniem funkcjonowania sektora energetycznego w Polsce jest samofinansowanie się i rynkowość dostaw energii. Miasto, jako odbiorca energii i przedstawiciel odbiorców lokalnych, ma obowiązek i prawo organizować ich zaopatrzenie, korzystając z dostępnych mechanizmów rynkowych. Skorzystanie przez miasto z wolnego dostępu do rynku energii i zoptymalizowanie handlowe i techniczne jej dostaw w pierwszej kolejności dla obiektów gminnych i oświetlenia, a docelowo również dla mieszkańców, winno stać się jedną ze składowych zakresu działania samorządu. Uwolnienie rynku nakłada na gminę obowiązek, zgodnie z ustawą o zamówieniach publicznych, zamawiania energii na drodze przetargu. Ewentualne korzyści dla gminy, które są do uzyskania przy zakupie rynkowym energii na potrzeby np. oświetlenia ulicznego czy obiektów użyteczności publicznej, są do uzyskania pod warunkiem, że będzie ona dysponowała wiedzą: jak i co zamówić.

Bytom, jako miasto na prawach powiatu uczestniczy aktualnie w Grupie Zakupowej Energii Elektrycznej na lata 2020-2021, utworzonej przez Górnośląsko-Zagłębiowską Metropolię

(GZM). Łączny wolumen energii elektrycznej zamówionej na lata 2020-2021 przez podmioty z terenu Bytomia, w ramach ww. Grupy wynosi: 42 909 MWh.

Tak więc, zaprezentowane powyżej aspekty działania samorządu w dziedzinie energetyki są aktualnie podejmowane przez miasto Bytom i w perspektywie niniejszego opracowania wymagają kontynuacji oraz wzmocnienia. Aktualnie w strukturach miasta funkcjonuje od 2010 roku stanowisko pt. „**Pełnomocnik Prezydenta ds. Energetyki**”, które związane jest z energetyką komunalną.

W chwili obecnej zgodnie z zarządzeniem nr 439 Prezydenta Bytomia z dnia 08.10.2012 r. do obowiązków Pełnomocnika należy:

- 1) udział w projekcie wspólnego zakupu energii elektrycznej realizowanego przez GZM,
- 2) udział w przygotowaniu przetargu na wspólny zakup energii elektrycznej dla podmiotów należących do Miasta Bytom,
- 3) koordynacja działań związanych z zakupem energii elektrycznej i innych mediów energetycznych dla wskazanych podmiotów działających na terenie Gminy Bytom,
- 4) prowadzenie i aktualizacja bazy Zintegrowanego Planowania Energetycznego dla jednostek gminnych,
- 5) współpraca z podmiotami należącymi do Miasta Bytomia w zakresie racjonalnego zużycia energii elektrycznej i innych mediów energetycznych,
- 6) analiza zapotrzebowania na energię elektryczną dla podmiotów należących do Miasta Bytomia,
- 7) reprezentowanie Prezydenta Miasta w kontaktach z odbiorcami i dostawcami energii elektrycznej i innych mediów energetycznych,
- 8) opracowanie projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Bytomia zgodnie z ustawą Prawo energetyczne,
- 9) opracowanie materiałów związanych z realizacją zakresu działań określonych w niniejszym zarządzeniu.

Docelowo rozszerzony zakres działań Pełnomocnika Prezydenta ds. Energetyki powinien obejmować:

1. Planowanie i zarządzanie gospodarką energetyczną:

- ➔ ogólny nadzór nad realizacją polityki energetycznej na obszarze miasta, określonej w „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze miasta Bytom”.
- ➔ monitorowanie danych dla oceny realizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- ➔ opiniowanie rozwiązań przyjętych do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- ➔ uzgadnianie rozwiązań wnioskowanych przez odbiorców lub określonych w trybie ustalania warunków zabudowy lub pozwoleń na budowę, w zakresie gospodarki energetycznej dla nowych inwestycji lub zmiany użytkowania obiektów.

- ➔ opiniowanie—uzgadnianie z odbiorcami energii wyboru nośnika do celów grzewczych dla nowych inwestycji lub obiektów modernizowanych, których projektowana moc cieplna jest większa od 50 kW.

2. Zarządzanie energią w gminnych obiektach użyteczności publicznej:

- ➔ gromadzenie oraz aktualizowanie danych o gminnych obiektach komunalnych użyteczności publicznej.
- ➔ monitorowanie zużycia energii w gminnych obiektach użyteczności publicznej poprzez comiesięczne zbieranie i analizowanie danych.
- ➔ wizytowanie obiektów komunalnych w celu oceny stanu technicznego instalacji oraz w celu oceny ich bieżącej eksploatacji.
- ➔ wykonywanie analiz i raportów z monitoringu obiektów oraz opracowywanie zaleceń dla zarządców, w zakresie użytkowania energii lub jej nośników.
- ➔ monitorowanie temperatur wewnętrznych w budynkach użyteczności publicznej oraz temperatur zewnętrznych dla potrzeb benchmarkingu obiektów.
- ➔ monitorowanie treści umów na dostawę energii lub jej nośników oraz opiniowanie projektów nowych umów.
- ➔ opracowywanie harmonogramów wykonywania raportów energetycznych i audytów energetycznych oraz udział w przygotowaniu założeń i zakresu tych projektów oraz udział w ich odbiorze.
- ➔ współpraca pomiędzy wydziałami przy opracowywaniu planów i harmonogramów przedsięwzięć termomodernizacyjnych, studiów wykonalności oraz analiz techniczno-ekonomicznych.
- ➔ pozyskiwanie dokumentacji wykonanych przedsięwzięć termomodernizacyjnych i innych przedsięwzięć inwestycyjnych oraz uaktualnianie na ich podstawie informacji o obiektach.
- ➔ analiza efektów energetycznych i ekologicznych, uzyskanych w wyniku działań inwestycyjnych w zakresie oszczędności energii cieplnej.
- ➔ prognozowanie efektów energetycznych i ekologicznych dla projektowanych działań termomodernizacyjnych.
- ➔ prognozowanie zużycia energii i jej nośników w gminnych obiektach użyteczności publicznej.
- ➔ prezentowanie wyników pracy w formie corocznego sprawozdania, zawierającego opis istniejącego stanu energetycznego obiektów, zmian jakie nastąpiły w tym okresie wraz z opisem efektów uzyskanych w wyniku ich wprowadzenia, wskazanie niezbędnych zabiegów służących obniżeniu energochłonności obiektów i środków finansowych na ich realizację.

3. Monitorowanie systemu oświetlenia ulic i miejsc publicznych:

- ➔ monitorowanie zużycia energii elektrycznej oraz kosztów ponoszonych na utrzymanie sieci, oświetlenia ulic i miejsc publicznych.
- ➔ prowadzenie elektronicznej ewidencji sieci oświetlenia ulic i miejsc publicznych.
- ➔ planowanie rozwoju sieci oświetleniowej dla obszarów o niedostatecznym oświetleniu sieci dróg oraz nowych zorganizowanych obszarów rozwoju.
- ➔ propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.

4. Kształtowanie spójnej polityki energetycznej w Mieście:

- opiniowanie programów i planów przedsiębiorstw energetycznych.
- współpraca z sąsiednimi gminami z zakresie polityki energetycznej, w tym opiniowanie założeń i planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- opiniowanie zamierzeń inwestycyjnych gminnych jednostek w zakresie dotyczącym przyjętych rozwiązań zaopatrzenia w energię i jej nośniki.

5. Propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki:

- inicjowanie oraz wspieranie inicjatyw zmierzających do stosowania alternatywnych źródeł energii.
- propagowanie idei oszczędzania energii; udział w programach edukacyjnych w dziedzinie racjonalnego korzystania z energii.
- propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.
- gromadzenie informacji w zakresie innowacji, nowych technologii w dziedzinie oszczędzania energii i środowiska oraz prowadzenie doradztwa w tym zakresie.
- współpraca z krajowymi i zagranicznymi organizacjami propagującymi racjonalne użytkowanie i zarządzanie energią.

Szczególnie ważną inicjatywą jest współpraca Pełnomocnika Prezydenta ds. Energetyki z odpowiednimi komórkami Urzędu w ramach następujących procedur:

- przygotowania, opiniowania, uzgadniania dokumentów o znaczeniu strategicznym dla Miasta, tj.: Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe; Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania terenu; miejscowe plany zagospodarowania terenu; Plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe itp.
- przygotowania, opiniowania przedsięwzięć inwestycyjnych, zarówno na etapie projektowania (studium wykonalności), jak i ich realizacji w ramach wydawania takich decyzji jak: pozwolenie na budowę; warunki zabudowy i zagospodarowania terenu; ustalenie lokalizacji inwestycji celu publicznego itp.

Zakres współpracy Pełnomocnika Prezydenta ds. Energetyki na danym szczeblu realizacji zadań inwestycyjnych oraz prac planistyczno-projektowych przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 11-2 Zakres współpracy Pełnomocnika Prezydenta ds. Energetyki w działaniach planistyczno – inwestycyjnych Miasta

| Kategoria | Rodzaj i czynności |
|------------------------|--|
| Działania planistyczne | Czynny udział w opracowywaniu i aktualizacji dokumentów dotyczących planowania energetycznego na obszarze Miasta, tj.: „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”; „Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” (opcjonalnie), Plan gospodarki niskoemisyjnej, Program zrównoważonego zarządzania klimatem i energią |
| | Współpraca z sąsiednimi gminami w zakresie polityki energetycznej, w tym – opiniowanie założeń i planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe |
| | Wydawanie opinii do planów rozwojowych i inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, co do ich zgodności z zapisami ujętymi w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” |

| Kategoria | Rodzaj i czynności |
|------------------------|--|
| | Udział w pracach nad tworzeniem i aktualizacją studium kierunków i zagospodarowania przestrzennego Miasta |
| | Opiniowanie przed uchwaleniem miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie możliwości zaopatrzenia w media energetyczne |
| | Udział w pracach nad tworzeniem dokumentacji związanej z planowaniem działań w zakresie ochrony powietrza, w tym – ograniczenia niskiej emisji |
| | Udział w budowaniu systemu wsparcia finansowego |
| | Udział w pracach nad tworzeniem wieloletnich planów inwestycyjnych – propozycje działań energooszczędnych (np. termomodernizacje) |
| Działania inwestycyjne | Opiniowanie wniosków przed wydaniem decyzji budowlanych, tj.: WZIZT, pozwolenia na budowę, decyzji ustalającej lokalizację celu publicznego itp. |
| | Opiniowanie wniosków o dofinansowanie zadań związanych z budową lub modernizacją źródeł spalania energetycznego oraz wykorzystania OZE |

Z uwagi na wskazany szeroki zakres działań prowadzonych przez Pełnomocnika Prezydenta ds. Energetyki wskazany jest zorganizowanie zespołu, który stanowiłby wsparcie dla realizacji ww. zadań.

11.6 Program zintegrowanego podejścia energetycznego do jednostek gminnych w Bytomiu

W związku z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dniem 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej uzyskali prawo zakupu tej energii od wybranego przez siebie dostawcy. Tym samym zostało urzeczywistnione pełne otwarcie rynku energii elektrycznej, na którym każdy odbiorca ma prawo swobodnego wyboru dostawcy. Ww. decyzja Prezesa URE spowodowała konieczność zakupu energii również przez gminy na wolnym rynku zgodnie z Prawem zamówień publicznych. Dodatkowo projekt ustawy o efektywności energetycznej oraz szereg wcześniej opisanych regulacji UE obligują gminy do racjonalnego zakupu i zużycia energii na potrzeby własnych obiektów, w tym użyteczności publicznej.

Dla polepszenia działania racjonalizującego użytkowanie energii w 2009 r. wprowadzono w Bytomiu „Program zintegrowanego podejścia energetycznego dla jednostek gminnych”, który stworzył podstawy do zarządzania zakupem i zużyciem energii przez obiekty użyteczności publicznej należące do Miasta.

Program oparty jest na bazie danych, zawierającej informacje na temat obecnego i przyszłego zapotrzebowania na nośniki energetyczne przez obiekty użyteczności publicznej należące do Miasta (blisko 180 obiektów, tj.: szkoły, przedszkola, ośrodki zdrowia, ośrodki kultury, budynki administracyjne itp.). Program obejmuje wszystkie wytypowane przez Miasto obiekty. Sporządzona baza danych ma charakter dynamicznie zmieniającego się i aktualizowanego zestawienia, które pozwala na bieżącą kontrolę zużycia nośników energii przez poszczególne obiekty oraz prognozowanie wielkości zakupu energii w kolejnych latach. Uzyskane informacje pozwalają na porównanie zużycia pomiędzy obiektami oraz

na korygowanie ewentualnych odchyłeń w zakresie mocy zamówionej i wielkości zużytej energii w odniesieniu do powierzchni obiektów lub osób z niego korzystających.

Aktualizowana baza danych pozwala na kompleksowe zarządzanie energią w obiektach należących do Miasta w zakresie zapotrzebowania na nośniki energetyczne oraz daje możliwość stałej kontroli i optymalizacji wydatków ponoszonych przez Miasto na regulowanie zobowiązań związanych z dostarczaniem mediów. Takie podejście wpisuje się w ideę zarządzania energią i środowiskiem szeroko rozpropagowane w gminach woj. śląskiego w ramach projektu pt. „Doskonalenie poziomu edukacji w samorządach terytorialnych w zakresie zrównoważonego gospodarowania energią i ochrony klimatu Ziemi”.

Zgodnie z zaproponowaną etapowością prac nad programem obecnie Miasto realizuje etap Aktualizacji (weryfikacji) informacji o obiektach objętych programem w celu zarządzania zakupem i zużyciem energii. W ramach tego etapu wszystkie objęte programem jednostki są zobligowane do przekazania aktualnych informacji na temat użytkowanych budynków w postaci zmodyfikowanego kwestionariusza informacyjnego.

Gromadzone informacje o obiektach podlegają stałej weryfikacji przez wyznaczoną komórkę organizacyjną w Urzędzie Miasta, zaś stale aktualizowana i monitorowana baza danych służy szeroko pojętemu efektywnemu zarządzaniu zakupem i zużyciem energii. Stworzona baza danych pozwala na benchmarking w ramach poszczególnych grup obiektów oraz między innymi na opracowanie wieloletniego harmonogramu działań naprawczych.

Pełny efekt programu wymaga systematycznego zbierania i aktualizowania informacji oraz rozwijania bazy danych o obiektach. System monitoringu kosztów i zużycia energii w obiektach jest niezbędnym narzędziem, w oparciu o które można programować zakup i realizować działania koncentrujące się głównie na korektach zawartych umów z dostawcami energii. Program pozwala na określenie kosztów i realizacji działań niskonakładowych w obiektach miejskich wytypowanych na drodze analizy, a w dalszym etapie pozwala określić i wybrać do realizacji działania wysokonakładowe.

Wykorzystanie wyników prowadzonej bazy danych i wzbogacenie ich o zakres działań związanych z wykorzystaniem mechanizmów rynkowego zakupu energii elektrycznej, wydaje się optymalnym podejściem, zapewniając popularyzację idei efektywności energetycznej i wolnego rynku energii przy jednoczesnym stworzeniu warunków dla uzyskania korzyści ekologicznych i ekonomicznych dla miasta.

Niemniej jednak istotne jest, aby funkcjonująca obecnie baza danych była prowadzona w sposób ciągły, przy jednoczesnej weryfikacji wprowadzanych do niej danych dot. zużycia i kosztów nośników energii oraz stale rozwijana w zakresie objęcia swoim zakresem wszystkich powstających nowych jednostek miejskich. Dodatkowo, koniecznym też wydaje się rozwijanie prowadzonej bazy danych w kierunku prezentacji on-line prowadzonych zestawień i porównań obiektów, celem uświadomienia zarówno użytkowników jak i mieszkańców miasta o prowadzonych działaniach proekologicznych i efektywnościowych w tym zakresie.

12. Scenariusze zaopatrzenia obszaru Miasta Bytom w nośniki energii

Planowanie zaopatrzenia w energię rozwijającego się na terenie miasta nowego budownictwa stanowi, zgodnie z Prawem energetycznym, zadanie własne miasta, którego realizacji podjąć się mają za przyzwoleniem miasta odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne. Głównym założeniem scenariuszy zaopatrzenia w energię powinno być wskazanie optymalnych sposobów pokrycia potencjalnego zapotrzebowania na energię dla nowego budownictwa.

Rozwój systemów energetycznych ukierunkowany na pokrycie zapotrzebowania na energię na nowych terenach rozwoju powinien charakteryzować się cechami takimi jak: zasadność ekonomiczna działań inwestycyjnych i minimalizacja przyszłych kosztów eksploatacyjnych.

Zasadność ekonomiczna działań inwestycyjnych to zgodność działań z zasadą samofinansowania się przedsięwzięcia. Jej przejawem będzie np.:

- ➔ realizacja takich inwestycji, które dadzą możliwość spłaty nakładów inwestycyjnych w cenie energii, jaką będzie można sprzedać dodatkowo;
- ➔ nie wprowadzanie w obszar rozwoju zbędnie równoległe różnych systemów energetycznych, np. jednego jako źródła ogrzewania, a drugiego jako źródła ciepłej wody użytkowej i na potrzeby kuchenne. Takie działanie daje szansę na spłatę kosztów inwestycyjnych obu systemów.

Zasadność eksploatacyjna, która w perspektywie stworzy przyszłemu odbiorcy energii warunki do zakupu energii za cenę atrakcyjną rynkowo.

12.1 Analiza porównawcza rozwiązań zaopatrzenia w ciepło

Porównanie rozwiązań zaopatrzenia w energię będzie możliwe w wypadku rozwiązań opartych o konkretne urządzenia i wybrany nośnik. Takie rozwiązania można nazwać typowymi, gdyż przy założeniu średniej wielkości sprawności przetwarzania i innych parametrów związanych z wybranym typem urządzeń i nośnika, można przyjąć parametry charakteryzujące całą grupę użytkowników rozwiązania.

Do analizy przyjęto rozwiązania zaopatrzenia w energię obiektów oparte o dostępne na obszarze miasta Bytomia systemy energetyczne:

- ➔ ogrzewanie z ciepłowniczej sieci miejskiej;
- ➔ ogrzewanie na bazie gazu ziemnego sieciowego;
- ➔ ogrzewanie na bazie energii elektrycznej (pompa ciepła i ogniwa fotowoltaiczne).

Analizę porównawczą przeprowadzono przy wykorzystaniu metody LCC (Life Cycle Cost).

Metoda LCC - analiza kosztów w cyklu życia

Metoda LCC (Life Cycle Cost) to analiza kosztów w całym okresie eksploatacji systemu czyli cyklu jego życia określonego jako przedział czasu od powstania koncepcji wyrobu do jego likwidacji¹.

Koszty LCC można zdefiniować jako sumę wszystkich kosztów przypisanych bezpośrednio i pośrednio do określonego systemu od początku do końca jego istnienia, co w praktyce obejmuje:

- ➔ nakłady inwestycyjne w tym:
 - koszty zakupu jednostki wytwórczej,
 - koszty przyłączenia obiektu do sieci (opcjonalne),
- ➔ koszty eksploatacyjne w tym:
 - koszty ciepła sieciowego oraz paliwa gazowego obliczono zgodnie z taryfami przedstawionymi w rozdziale 7 niniejszego opracowania.

Wyznaczenie sumy nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych w całym okresie analizy określa się zależnością:

$$LCC = C_i + B \cdot C_e$$

gdzie:

C_i – całkowite nakłady inwestycyjne,

C_e – całkowite koszty eksploatacyjne,

B – czynnik określający bieżącą wartość kosztów eksploatacyjnych w cyklu życia liczony

$$B = \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^T}$$

jako: „T” to okres życia inwestycji, zaś „r” to stopa dyskonta.

Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto 15 letni okres życia inwestycji oraz stopę dyskonta wynoszącą 4%.

Analiza metodą LCC została przeprowadzona wg powyższych założeń dla typowego budynku mieszkalnego jednorodzinnego, którego charakterystyka została przedstawiona poniżej:

1. Powierzchnia ogrzewana budynku: 120 m²;
2. Odległość od sieci ciepłowniczej/gazowniczej: 15 mb;
3. Zapotrzebowanie na ciepło: 58 GJ/ rok.

Poniższa tabela przedstawia zestawienie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych poszczególnych rozwiązań.

¹ Palka-Wyżykowska K.: Metoda LCC i jej przydatność do ekonomicznej oceny efektywności systemów energetycznych na przykładzie systemów grzewczych w budownictwie mieszkaniowym, SiUChKI, Wydział Mechaniczny Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 2008.

Tabela 12-1. Zestawienie nakładów i kosztów dla poszczególnych rozwiązań

| Wyszczególnienie | Zakup jednostek wytwórczych | Przyłączenie do sieci | Koszty eksploatacyjne | LCC |
|---|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------|
| Gaz sieciowy | 12 tys. PLN | 2,5 tys. PLN | 3 tys. PLN/rok | 48 tys. PLN |
| Ciepło sieciowe | 12 tys. PLN | 6 tys. PLN | 4,7 tys. PLN/rok | 71 tys. PLN |
| Energia elektryczna (pompa ciepła + ogniwa fotowoltaiczne) | 50 tys. PLN | - | 0,4 tys. PLN/rok* | 54 tys. PLN |

* opłaty stałe.

Z powyższych analiz wynika, że najniższym poziomem łącznych kosztów w cyklu życia charakteryzuje się ogrzewanie gazowe. Ogrzewanie wykorzystujące pompę ciepła i ogniwa fotowoltaiczne jest przeciętnie o ok. 10% droższe od rozwiązania gazowego i tańsze o ok. 30% niż rozwiązanie z ciepłem systemowym.

Podsumowując, najkorzystniejszym rozwiązaniem zaopatrywania budynków w zabudowie jednorodzinnej jest ogrzewanie wykorzystujące system gazowniczy ze względu na zdecydowanie konkurencyjne koszty inwestycyjne i eksploatacyjne. Pompa ciepła charakteryzuje się wyższym poziomem nakładów inwestycyjnych przy najniższych kosztach eksploatacyjnych, co przekłada się na pozycjonowanie takiego rozwiązania pomiędzy gazem a ciepłem systemowym.

Na wyniki analizy jw. wpływ ma możliwość pozyskania preferencyjnego finansowania z krajowych lub zagranicznych funduszy. Możliwość pozyskania dotacji do budowy źródła OZE poprawia jego rentowność w dłuższej perspektywie czasu. Szczegółowe informacje możliwych źródeł finansowania inwestycji jw. przedstawiono w rozdziale 17 niniejszego opracowania.

Dla budynków wielorodzinnych na przykładowym obszarze rozwoju przeprowadzono wariantową analizę efektywności ekonomicznej rozbudowy systemu ciepłowniczego i gazowniczego przy założeniach jak niżej:

1. Zapotrzebowanie obszarów na ciepło: 0,2 MW;
2. Zapotrzebowanie obszarów na ciepło: 0,5 MW;
3. Zapotrzebowanie obszarów na ciepło: 1 MW;
4. Długość sieci gazowej/ciepłowniczej do wybudowania: 0,1 km;
5. Długość sieci gazowej/ciepłowniczej do wybudowania: 0,5 km;
6. Długość sieci gazowej/ciepłowniczej do wybudowania: 1 km;
7. Średnie koszty budowy ciepłociągu i gazociągu przyjęto wg BISTYP;
8. Średnia marża zysku ze sprzedaży: 10%.

Wyniki analiz przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 12-2. Zestawienie wyników analiz

| Wyszczególnienie | Długość sieci do wybudowania | Nakłady inwestycyjne | Moc zamówiona | Sprzedaż | ZYSK po opodatkowaniu | Okres zwrotu | Preferencje przyłączenia obszaru |
|---------------------|------------------------------|----------------------|---------------|----------|-----------------------|--------------|----------------------------------|
| | mb | tys. PLN | MW | TJ/rok | tys. PLN | lata | |
| System ciepłowniczy | 200 | 94 | 0,2 | 1 | 8 | 12 | +/- |
| | | 94 | 0,5 | 3 | 20 | 5 | + |
| | | 94 | 1 | 6 | 40 | 2 | + |
| | 500 | 472 | 0,2 | 1 | 8 | 59 | - |
| | | 472 | 0,5 | 3 | 20 | 24 | - |
| | | 472 | 1 | 6 | 40 | 12 | +/- |
| | 1 000 | 945 | 0,2 | 1 | 8 | 118 | - |
| | | 945 | 0,5 | 3 | 20 | 47 | - |
| | | 945 | 1 | 6 | 40 | 24 | - |
| System gazowniczy | 200 | 30 | 0,2 | 1 | 5 | 6 | + |
| | | 30 | 0,5 | 3 | 13 | 2 | + |
| | | 30 | 1 | 6 | 25 | 1 | + |
| | 500 | 150 | 0,2 | 1 | 5 | 30 | - |
| | | 150 | 0,5 | 3 | 13 | 12 | + |
| | | 150 | 1 | 6 | 25 | 6 | + |
| | 1 000 | 300 | 0,2 | 1 | 5 | 60 | - |
| | | 300 | 0,5 | 3 | 13 | 24 | +/- |
| | | 300 | 1 | 6 | 25 | 12 | + |

Wyniki analiz wskazują, że przy założeniu 10-letniego okresu zwrotu z inwestycji, maksymalna długość budowanego odcinka sieci ciepłowniczej dla przyłączenia obszaru o wielkości do 1 MW wynosi ok. 0,4 km. W przypadku systemu gazowniczego długość ta, ze względu na znacznie niższe nakłady inwestycyjne wydłuża się do ok. 1 km.

W analizie jak wyżej, w przypadku sieci ciepłowniczej, uwzględniono szacunkowy zysk przedsiębiorstwa ciepłowniczego na poziomie 10% wartości sprzedaży, zakładając, że spółka jest jedynie operatorem systemu dystrybucyjnego i nie posiada własnego źródła ciepła. W przypadku spółki, która posiadałaby zarówno sieć dystrybucyjną jak i źródło ciepła, wysokość zysku można by określić łącznie na poziomie ok. 30%, co znacznie poprawiłoby wyniki przeprowadzonych analiz.

Dla obszarów zlokalizowanych stosunkowo blisko, do ok. 200 m od sieci ciepłowniczej/gazowniczego, należy preferować podłączenie nowopowstającej zabudowy do sieci ciepłowniczej lub gazowniczego z preferencją systemu ciepłowniczego jako gwarantującego wyprowadzenie wszelkich emisji poza obszar zurbanizowany. Pamiętać należy, że wyżej przedstawione wyliczenia nie uwzględniają dotacji zewnętrznych, a wielkości bilansowe mogą się zmieniać w zależności od typu odbioru CO, CWU, zapotrzebowanie chłodu. Ponadto pokrycie zapotrzebowania ciepła w zabudowie mieszkaniowej powinno być realizowane z minimalizacją oddziaływania na środowisko zabudowy miasta, a miasto w tym aspekcie winno starać się o poprawę warunków życia wszystkich mieszkańców.

Świadomy wybór sposobu zaopatrzenia w ciepło obiektów mieszkalnych zarówno jednorodzinnych, jak i wielorodzinnych winien obejmować także aspekty środowiskowe, tj. oddziaływanie instalacji na środowisko w okresie jej eksploatacji.

Poniżej porównano emisję zanieczyszczeń do powietrza dla poszczególnych nośników energii.

Tabela 12-3. Emisja zanieczyszczeń do powietrza dla wybranych nośników energii

| Lp. | Wyszczególnienie | Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/GJ] | Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/GJ] z uwzględnieniem sprawności |
|-----|-----------------------------------|---|---|
| 1 | ciepło systemowe z Fortum Silesia | 127 | 144 |
| 2 | gaz ziemny | 55 | 58 |
| 3 | pompa ciepła + fotowoltaika | 0 | 0 |
| 4 | węgiel kamienny | 95 | 118 |
| 5 | olej opałowy | 77 | 81 |
| 6 | energia elektryczna | 213 | 213 |

Najkorzystniejszym rozwiązaniem pod względem emisji CO₂ jest niezależna instalacja funkcjonująca w oparciu o pompę ciepła zasilaną energią elektryczną wytworzoną we własnej instalacji fotowoltaicznej. Konkurencyjnym rozwiązaniem jest także gaz ziemny. Co do zasady rozwiązania indywidualne, które nie są obciążone koniecznością uwzględnienia strat przesyłowych stanowią korzystniejsze rozwiązania pod względem oddziaływania środowisko. Należy jednak wspomnieć, że zrealizowana inwestycja w EC Zabrze spowoduje spadek wskaźnika emisji CO₂ dla ciepła systemowego od roku 2023 do poziomu ok. 79 kg/GJ. Konkurencją dla rozwiązań indywidualnych może być jedynie system ciepłowniczy zdalczyny zasilany z nowoczesnego źródła OZE wykorzystującego kogenerację.

12.2 Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło i gaz sieciowy

Charakteryzując poszczególne jednostki bilansowe pod kątem wyposażenia w infrastrukturę energetyczną (dostępność systemu ciepłowniczego i gazowniczego) wskazano, w dalszej części rozdziału, rozwiązania umożliwiające pokrycie potrzeb cieplnych wytypowanych obszarów rozwoju zarówno budownictwa mieszkaniowego, jak i strefy usług i wytwórczości oraz preferencje dla wykorzystania systemu ciepłowniczego i/lub gazowniczego.

Zastosowano następujące oznaczenia dla wskazania preferowanych rozwiązań:

- 10 – wykorzystanie systemu ciepłowniczego,
- 20 – wykorzystanie systemu gazowniczego,
- 12 – możliwość wykorzystania obu systemów, ze wskazaniem na ciepłowniczy jako preferowany,
- 21 – możliwość wykorzystania obu systemów, ze wskazaniem na gazowniczy jako preferowany.

12.2.1 Zaopatrzenie nowych obszarów pod zabudowę mieszkaniową

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę mieszkaniową przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 12-4 Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę mieszkaniową

| Jedn. bil. | Oznaczenie obszaru rozwoju | Preferowane rozwiązanie | Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej | | | |
|------------|---|-------------------------|---|--------------|--------------------------|-----|
| | | | System ciepłowniczy | Gaz sieciowy | Rozwiązania indywidualne | |
| | | | | | olej opałowy, inne | OZE |
| A | MJ1 – MJ9 (bez MJ4-B) | 20 | | X | X | X |
| | MJ4-B | | | | X | X |
| B | MJ10, MJ12 – MJ14, MJ16, MJ18 – MJ20, MJ40 | 20 | | X | X | X |
| | MW1 | 12 | X | X | | X |
| | MJ15 | 21 | X | X | | X |
| | MJ17, MJ50 | | | | X | X |
| C | MW3 | 21 | X | X | | X |
| D | MU20 | 10 | X | | | X |
| | MW6, MW7, MW11 | 12 | X | X | | X |
| | MU8-MU10, MJ21, MJ22, MJ23, MJ33 | 20 | | X | | X |
| | MU5 | 21 | X | X | | X |
| E | MW12 | 12 | X | X | | X |
| | MU15 | 20 | | X | | X |
| | MJ25 | | | | X | X |
| | MW16, MW18, MU19, MW20 | 12 | X | X | | X |
| | MJ26 – MJ28, MJ41, dogęszczenie zabudowy | 20 | | X | | X |
| | MW21– MW23, 3 | 21 | X | X | | X |
| G | MW27 | 10 | X | | | X |
| | MW32, MW34 – MW36, MU21 | 12 | X | X | | X |
| | MW33, MJ29, MJ30, MJ31*, MJ34-MJ37, MJ42, MJ43, dogęszczenie zabudowy | 20 | | X | | X |
| | MW29, MW31, MW38 | 21 | X | X | | X |
| | MJ51, MJ52* | | | | X | X |

Generalnie dla pokrycia potrzeb cieplnych obszarów budownictwa mieszkaniowego wielorodzinnego i budownictwa mieszkaniowego wraz z dopuszczalną zabudową strefy usług, zwłaszcza w przypadku, kiedy są one zlokalizowane w obrębie oddziaływania systemu ciepłowniczego zaleca się podłączenie odbiorcy do tego systemu. W przypadku obiektów o zapotrzebowaniu mocy cieplnej powyżej 50 kW przy potencjalnym wyborze innego rozwiązania niż podłączenie do systemu ciepłowniczego, wymagane jest przeprowadzenie analizy potwierdzającej wyższą efektywność tego rozwiązania.

Dla zabudowy jednorodzinnej preferowanym rozwiązaniem będzie podłączenie do systemu gazowniczego, chyba, że przewidywana będzie realizacja zabudowy jednorodzinnej o charakterze zwartym – osiedlowym, kiedy to celem będzie przeanalizowanie możliwości przyłączenia do systemu ciepłowniczego.

Obszary przeznaczone dla budownictwa mieszkaniowego MJ4-B, MJ17, MJ25, MJ50, MJ51, MJ52* ze względu na znaczne oddalenie od systemów sieciowych, zaleca się zaopatrywać w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych, niskoemisyjnych, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości zastosowania OZE.

Dla obszarów zlokalizowanych w jedn. bil. A i B oraz obszarów wyszczególnionych powyżej dopuszcza się wykorzystanie indywidualnych rozwiązań w oparciu o paliwo węglowe pod warunkiem stosowania kotłów spełniających obowiązujące normy prawne.

Niezależnie od powyższego zaleca się, przeprowadzenie analizy możliwości technicznych i opłacalności wykorzystania OZE – np. kolektorów słonecznych czy pomp ciepła do współpracy z instalacjami c.w.u we wszystkich planowanych do realizacji obiektach.

12.2.2 Zaopatrzenie nowych obszarów pod zabudowę usługową

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę usługową przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 12-5 Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę usługową

| Jedn. bil. | Oznaczenie obszaru rozwoju | Preferowane rozwiązanie | Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej | | | |
|------------|---|-------------------------|---|--------------|--------------------------|-----|
| | | | System ciepłowniczy | Gaz sieciowy | Rozwiązania indywidualne | |
| | | | | | olej opałowy, inne | OZE |
| A | U1-1, U1-30 | 20 | | X | | X |
| B | U1-2 | 21 | X | X | | X |
| C | U1-3, U5-20 | 21 | X | X | | X |
| D | U1-5, U6-3, U1-22, U6-20 | 20 | | X | X | X |
| | U1-6 | 21 | X | X | | X |
| | 1 – inwestycja punktowa | 12 | X | X | | X |
| E | U1-7 ÷ U1-9, U1-31, U3-1, U3-4 | 10 | X | | | X |
| | U2-10 | | | | X | X |
| F | U5-1, U1-24, U1-25 | | | | X | X |
| | U1-11, U1-26, U1-32, U5-2, U5-21 | 20 | | X | | X |
| | U6-5, U5-3, U5-22, 2, 5 – inwestycja punktowa | 21 | X | X | | X |
| | U1-12 | 10 | X | | | X |
| | U1-13 4 – inwestycja punktowa | 12 | X | X | | X |

| Jedn. bil. | Oznaczenie obszaru rozwoju | Preferowane rozwiązanie | Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej | | | |
|------------|---|-------------------------|---|--------------|--------------------------|-----|
| | | | System ciepłowniczy | Gaz sieciowy | Rozwiązania indywidualne | |
| | | | | | olej opałowy, inne | OZE |
| G | U3-2, U5-4, U6-6, U6-8, | 10 | X | | | X |
| | U1-16 ÷ U1-20, U1-33, U1-35, U2-2 | 20 | | X | | X |
| | U1-14, U1-15, U2-1, U6-7 | 12 | X | X | | X |
| H | U5-5, U6-10, U6-11 | 20 | | X | | X |
| I | U1-34, U5-6 ÷ U5-10, U5-11, U5-12, U6-12, U6-13 | 20 | | X | | X |
| | U6-14 | 21 | X | X | | X |

Dla pokrycia potrzeb cieplnych budownictwa usługowego w sytuacji, kiedy obiekt jest zlokalizowany w obrębie oddziaływania sieci ciepłowniczej zaleca się wykorzystanie systemu ciepłowniczego. W przypadku wyboru indywidualnego sposobu pokrycia tego zapotrzebowania wymagane jest przeprowadzenie analizy uzasadniającej większą efektywność wykorzystania rozwiązania innego niż przyłączenie do systemu ciepłowniczego.

Dla obszarów U2-10, U5-1, U1-24, U1-25 ze względu na znaczne oddalenie od systemów sieciowych, zaleca się stosowanie zaopatrzenia w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości zastosowania OZE. Niezależnie od powyższego zaleca się wykorzystanie OZE – np. kolektorów słonecznych czy pomp ciepła do współpracy z instalacjami c.w.u. w poszczególnych obiektach.

12.2.3 Zaopatrzenie nowych obszarów pod zabudowę przemysłową

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę przemysłową przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 12-6 Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę przemysłową

| Jedn. bil. | Oznaczenie obszaru rozwoju | Preferowane rozwiązanie | Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej | | | |
|------------|----------------------------|-------------------------|---|--------------|--------------------------|-----|
| | | | System ciepłowniczy | Gaz sieciowy | Rozwiązania indywidualne | |
| | | | | | olej opałowy, inne | OZE |
| B | P1 | 20 | | X | | X |
| C | P2 | 12 | X | X | | X |
| D | P3 – P5, P7 | 10 | X | | | X |
| | P6 | | | | X | X |
| E | P9 – P11 | 12 | X | X | | X |

| Jedn. bil. | Oznaczenie obszaru rozwoju | Preferowane rozwiązanie | Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej | | | |
|------------|----------------------------|-------------------------|---|--------------|--------------------------|-----|
| | | | System ciepłowniczy | Gaz sieciowy | Rozwiązania indywidualne | |
| | | | | | olej opałowy, inne | OZE |
| | P8 | 21 | X | X | | X |
| F | P12 | 10 | X | | | X |
| | P24 | 12 | X | X | | X |
| | P13, P14, P17, P32* | 20 | | X | | X |
| | P15, P16 | | | | X | X |
| G | P18, P26, P31 | 21 | X | X | | X |
| | P19 – P21 | 20 | | X | | X |
| H | P22 | 20 | | X | | X |
| I | P23 | 21 | X | X | | X |
| | P30 | 20 | | X | | X |

W każdym przypadku dla pojawiających się odbiorców grupy przemysłowej wymagane jest przeprowadzenie analizy opłacalności wykorzystania ciepła z działających na terenie miasta sieciowych systemów nośników energetycznych, tj. systemu ciepłowniczego i gazowniczego.

Dla systemu ciepłowniczego będzie to analiza opłacalności przy realizacji bezpośredniego podłączenia do systemu i wykorzystania ciepła, w przypadku systemu gazowniczego celem jest wprowadzenie małej lub mikrokogeneracji dla zoptymalizowania efektywności wykorzystania energii.

Niezależnie od powyższego zaleca się wykorzystanie OZE – np. kolektorów słonecznych czy pomp ciepła do współpracy z instalacjami podstawowymi, jak również uwzględnienie możliwości wykorzystania ciepła odpadowego z procesów technologicznych lub systemów wentylacyjnych.

Ustalenia ogólne

Na mapach systemów energetycznych miasta, w tym ciepłowniczego i gazowniczego, załączonych w części graficznej dokumentu przedstawiona jest lokalizacja obszarów rozwoju. Stanowi wskazanie potencjalnej dostępności systemu dla zasilania obszaru.

Jednocześnie z rozwojem systemu ciepłowniczego, wynikającym z systematycznego przyłączania przygotowanych obiektów, prowadzona winna być dalsza systematyczna modernizacja systemu, tj. wymiana sieci wybudowanych w technologii tradycyjnej na preizolowaną oraz modernizacja węzłów ciepłowniczych, głównie grupowych.

Przystąpienie do koniecznych działań inwestycyjnych na terenach przeznaczonych pod nowe budownictwo wymaga od przedsiębiorstw energetycznych współdziałania z Miastem

pod kątem przygotowania miejscowych planów zagospodarowania dla zarezerwowania lokalizacji tras prowadzenia sieci i sprecyzowania potrzeb docelowych dla danego terenu w określonym czasie.

W przypadku odbiorców zlokalizowanych w takich odległościach od systemu ciepłowniczego i gazowniczego, że nieopłacalna jest rozbudowa sieci dla ich obsługi, należy stosować rozwiązania indywidualne (głównie wykorzystanie rozwiązań opartych o wykorzystanie OZE, w tym kolektory słoneczne, pompy ciepła, biomasa jako paliwo, energia elektryczna, paliwa niskoemisyjne: gaz płynny, olej opałowy oraz dobrej jakości węgiel spalany w nowoczesnych wysokosprawnych kotłach spełniających wymagania prawne).

Mając na uwadze ocenę stanu istniejącego systemu zaopatrzenia Miasta w ciepło należy stwierdzić, że Miasto powinno przede wszystkim:

- w przypadku nowego budownictwa – akceptować w procesie poprzedzającym budowę tylko niskoemisyjne źródła ciepła, tj. system ciepłowniczy oraz kotłownie opalane gazem sieciowym, gazem płynnym, olejem opałowym, wykorzystanie OZE (w tym jako wspomaganie rozwiązań tradycyjnych) oraz ogrzewanie elektryczne, a wyłącznie w uzasadnionych przypadkach dobrej jakości węglem spalonym w nowoczesnych wysokosprawnych kotłach (co najmniej klasy 5 - według normy PN EN 303-5:2012);
- zachęcać mieszkańców do zmiany obecnego, często przestarzałego ogrzewania z wykorzystaniem węgla spalanego w sposób „tradycyjny” (a czasami nawet odpadów), na wykorzystanie nośników energii, które nie powodują pogorszenia stanu środowiska;
- w niektórych sytuacjach można korzystać z uprawnień zapisanych w art. 363 Ustawy Prawo Ochrony Środowiska, wymuszając na właścicielu obiektu zmianę sposobu ogrzewania.

12.3 Propozycje rozwoju i modernizacji systemów energetycznych – w odniesieniu do planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

W ramach analiz zakresu wymaganych działań inwestycyjnych związanych z rozbudową i modernizacją systemów energetycznych działających na terenie Bytomia przeprowadzono wstępne uzgodnienia z przedsiębiorstwami energetycznymi w zakresie możliwości zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na nośniki energii dla okresu docelowego, tj. do 2035 roku przez przedstawienie dla nowych obszarów rozwoju miasta kwalifikacji stanowiących ocenę skali koniecznych inwestycji i stopień zainteresowania przedsiębiorstwa energetycznego zasilaniem danego obszaru rozwoju. Kwalifikacja obszaru obejmowała cztery kategorie oceny zdefiniowane następująco:

- 3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci, nowi odbiorcy mogą być przyłączeni w oparciu o warunki określone w taryfie,
- 2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte jest w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju, przyłączanie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie,
- 1 – teren nieuzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego,

0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego nie jest możliwe.

Poniżej zaprezentowano stanowiska przedsiębiorstw energetycznych wraz z komentarzem. Kopie uzgodnień z przedsiębiorstwami przedstawiono w załączniku 4 do opracowania.

12.3.1 PEC BYTOM Sp. z o.o.

Stanowisko PEC-u w sprawie możliwości zaopatrzenia w ciepło systemowe nowych obszarów rozwoju zostało zawarte w piśmie z dn. 24.06.2020 r. znak TT/1417/2020, gdzie kwalifikuje do zaopatrzenia w ciepło systemowe część wyznaczonych obszarów, wskazując dla terenów zakwalifikowanych jako uzbrojone ewentualną rozbudowę sieci rozdzielczej oraz dla terenów, dla których uzbrojenie możliwe będzie do ujęcia w kolejnych planach rozwoju PEC-u Bytom budowę sieci rozdzielczej oraz przyłączy.

12.3.2 Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oddział w Zabrze

Zgodnie z przekazanymi przez PSG w dniu 15.07.2020 r. kwalifikacjami obszarów rozwoju spółka oferuje możliwość zaopatrzenia w gaz sieciowy kwalifikując znaczną część wytypowanych obszarów jako tereny uzbrojone w sieć gazowniczą, gdzie nowi odbiorcy mogą być przyłączani w oparciu o warunki określone w taryfie. Zgodnie z korespondencją również tereny aktualnie nieuzbrojone zostały wskazane jako możliwe do przyłączenia, po uwzględnieniu w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa.

12.3.3 TAURON Dystrybucja Sp. z o.o.

Zgodnie z przekazanymi przez TAURON Dystrybucja SA kwalifikacjami obszarów rozwoju (pismo znak TD/OGŁ/OMR/2020-07-02/0000003 z dn. 02.07.2020 r. wraz z załącznikami), Operator Systemu Dystrybucyjnego oferuje możliwość zaopatrzenia w energię elektryczną kwalifikując wszystkie z wytypowanych obszarów jako możliwe do zaopatrzenia w energię elektryczną, przy czym w zdecydowanej większości wymagane do realizacji inwestycje obejmują rozbudowę sieci SN i nN, zabudowę stacji transformatorowych SN/nN oraz budowy przyłączy.

12.4 Możliwości zastosowania energetycznej gospodarki skojarzonej w mieście, w źródłach rozproszonych

System kogeneracyjny jest to techniczne rozwiązanie pozwalające wytwarzać i wykorzystywać energię elektryczną i ciepłą jednocześnie – w skojarzeniu. Podstawowy system kogeneracyjny składa się z modułu wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, energetycznego układu zabezpieczeń, rozdzielających napędów pomocniczych.

Do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej wykorzystuje się następujące układy technologiczne: elektrociepłownie z turbinami parowymi – z wykorzystaniem paliwa stałego (węgiel, biomasa), elektrociepłownie z turbinami gazowymi, bloki gazowo-parowe (turbina gazowa + turbina parowa) oraz małe elektrociepłownie z silnikami spalinowymi.

Trzy pierwsze układy stosuje się dla średnich i dużych mocy.

Układ elektrociepłowni kogeneracyjnej wytwarzającej w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło (CHP – Combined Heat & Power generation) jest równoważny układowi: oddzielnego wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni i oddzielnego wytwarzania ciepła w ciepłowni. Ilość energii pierwotnej zużywana przez drugi układ (elektrownia + ciepłownia) jest o około 45 - 50% wyższa od energii pierwotnej zużywanej przez pierwszy układ (kogeneracja). W sprawie wspólnotowej strategii wspierania skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej Parlament Europejski i Rada przyjęły w dniu 11 lutego 2004 r. Dyrektywę Nr 2004/8/WE. Celem strategii jest promowanie wysokowydajnej kogeneracji ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji. Z uwagi na oszczędności energii powyżej 10%, zgodnie z definicją ww. Dyrektywy, układ kwalifikuje się jako „kogeneracja o wysokiej wydajności”.

W małych układach rozproszonych gazowe silniki spalinowe lub turbiny gazowe wykorzystuje się do napędu generatorów energii elektrycznej z jednoczesnym wytwarzaniem ciepła odpadowego pochodzącego ze spalin wylotowych silnika lub turbiny gazowej oraz z wody i oleju układu chłodzenia silnika. Sprawność układu waha się na ogół w granicach 80 do 90%.

Małe układy kogeneracyjne zasilane są przeważnie: gazem ziemnym, biogazem, gazem wysypiskowym lub olejem opałowym - dlatego też wyprodukowana energia jest traktowana jako czysta dla środowiska.

Kogeneracja przyczynia się do pogłębienia konkurencyjności oraz może wpłynąć pozytywnie na bezpieczeństwo dostaw energii, które jest koniecznym warunkiem zapewnienia w przyszłości stałego rozwoju.

Dyrektywa wprowadza pojęcia:

- ➔ mikrokogeneracji - jednostki o maksymalnej mocy elektrycznej poniżej 50 kW_e,
 - ➔ kogeneracji na małą skalę - jednostki o maksymalnej mocy elektrycznej poniżej 1 MW_e.
- Definicja „kogeneracji na małą skalę” obejmuje między innymi jednostki kogeneracji rozproszonej obsługujące ograniczone zapotrzebowanie mieszkaniowe, handlowe lub przemysłowe.

Z przyczyn praktycznych i z uwagi na fakt, że ciepło produkowane jest do różnych celów i na różne parametry, kogenerację można podzielić na następujące kategorie: kogeneracja przemysłowa, kogeneracja ciepłownicza i kogeneracja rolnicza.

Należy podkreślić, że systemy CHP wykorzystywane są również w aplikacjach z instalacjami klimatyzacyjnymi - tzw. trigeneracja, gdzie elementem produkującym ciepło jest agregat kogeneracyjny, natomiast jednostopniowy agregat wody lodowej (chiller absorpcyjny) razem z wieżą chłodniczą stanowi źródło chłodu (min.+4,5°C) wytwarzane dla potrzeb wentylacji. Taki sposób wytwarzania energii gwarantuje zwiększenie stopnia skojarzenia energii elektrycznej, cieplnej i chłodniczej. Chłód produkowany jest z ciepła odpadowego, które w przypadku braku możliwości jego zagospodarowania jest wypromieniowywane do atmosfery.

Zalety układów skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej

Stosowanie rozproszonych układów skojarzonych w porównaniu do układów klasycznych cechuje się następującymi zaletami:

- ➔ możliwość uzyskania wsparcia na mocy obowiązujących aktów prawnych,
- ➔ konkurencyjna cena wytworzonych nośników energii,
- ➔ przedsiębiorstwo elektroenergetyczne dystrybucyjne kupuje energię elektryczną wyprodukowaną w skojarzeniu za cenę regulowaną,
- ➔ mniejsze zanieczyszczenie środowiska produktami spalania,
- ➔ możliwość otrzymania dotacji z funduszy pomocowych,
- ➔ większa niezawodność dostawy energii,
- ➔ zmniejszenie kosztów przesyłu energii,
- ➔ zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez bardziej równomierne rozłożenie źródeł wytwarzających energię elektryczną.

Szczególną uwagę należy zwrócić na dwie ostatnie zalety w przypadku instalacji lokalnych, gdyż rozproszone układy skojarzone mogą stać się jednym z elementów krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniającego obniżkę kosztów przesyłu energii i zwiększenie jego niezawodności.

Ważnym elementem strategii promowania kogeneracji może być handel pozwoleniami na emisję CO₂. Oszczędności w zużyciu paliw pierwotnych sięgające 20-30%, wynikające z zastosowania kogeneracji, przekładają się bowiem wprost proporcjonalnie na niższą emisję CO₂. Poprzez konsekwentne inwestycje polegające na likwidacji lokalnych ciepłowni i zastępowaniu ich skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła można w prosty sposób uzyskać nadwyżkę pozwoleń na emisję CO₂ w stosunku do stanu istniejącego.

Układy kogeneracyjne mogą być stosowane tam, gdzie istnieje zapotrzebowanie na ciepło grzewcze lub technologiczne w układzie pracy całorocznej.

Coraz częściej stosuje się instalacje małej mocy (rzędu nawet od kilkunastu kilowatów do kilku megawatów elektrycznych) budowane w pobliżu odbiorcy końcowego. Mówimy wtedy o kogeneracji rozproszonej. Dzięki takiemu usytuowaniu w systemie elektroenergetycznym elektrociepłownie rozproszone spełniają ważną rolę przyczyniając się do:

- ➔ redukcji strat powstających przy przesyłach energii elektrycznej,
- ➔ zwiększenia bezpieczeństwa i niezawodności zasilania odbiorców,
- ➔ wykorzystania istniejących lokalnych zasobów paliw.

Mając na względzie rozwój budownictwa na terenie Bytomia wskazane jest rozważenie możliwości budowy układów mikrokogeneracyjnych w ramach zabezpieczenia dostaw ciepła i energii elektrycznej na terenach oddalonych od istniejącego systemu ciepłowniczego. Zasady wsparcia jednostek kogeneracyjnych w Polsce określa przede wszystkim ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. Dz.U. 2020 poz. 250 z późn. zm.). Przedstawione w dokumencie rozwiązania zastąpiły funkcjonujący wcześniej system wsparcia oparty na świadectwach pochodzenia, tzw. kolorowych certyfikatach. Głównym celem ustawy jest rozwój wysokosprawnej kogeneracji, który ma się przyczynić do ograniczenia niekorzystnych zjawisk środowiskowych, przy zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej oraz poprawy efek-

tywności wykorzystania nośników energii. Wprowadzone na mocy ustawy systemy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji obejmują:

- system aukcyjny – w formie premii kogeneracyjnej dla jednostek kogeneracji (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, które wygrają aukcje organizowane przez Prezesa URE;
- system wsparcia w formie premii gwarantowanej (wysokość premii określana jest przez Ministra Energii w rozporządzeniu) dla:
 - jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW;
 - małych jednostek kogeneracji (nowych, znacznie zmodernizowanych, istniejących lub zmodernizowanych), wchodzących w skład źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW;
- system wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej (wysokość premii ustalana jest indywidualnie w drodze decyzji Prezesa URE) dla jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW;
- system wsparcia w postaci naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek kogeneracji (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, które wygrają nabory przeprowadzane przez Prezesa URE.

12.5 Analiza wpływu wprowadzenia limitów CO₂ na kondycję wytwórców ciepła i energii elektrycznej oraz na rynek energii

Zgodnie z zapisami ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (dalej ustawa UHE) kryterium uczestnictwa instalacji w ETS jest: „*spalanie paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 MW*” (w paliwie) (zał. 1 ustawy jw.). Przy obliczeniu nominalnej mocy cieplnej należy uwzględnić sumę nominalnych mocy cieplnych wszystkich stacjonarnych urządzeń technicznych, w których zachodzi spalanie, obejmujących w szczególności: wszystkie rodzaje kotłów, palników, podgrzewaczy, silniki, pochodnie gazowe, przy czym sumuje się wielkości nominalnych mocy cieplnych tych urządzeń stacjonarnych, których moc cieplna liczona w paliwie jest nie mniejsza niż 3 MW.

Z handlu emisjami wyłączone są źródła na biomasę, pod warunkiem, że paliwa kopalne wykorzystywane będą wyłącznie podczas ich rozruchu lub wyłączeń.

Zarówno źródła należące do Fortum Silesia S.A. (EC Zabrze i EC Miechowice) jak i PEC Sp. z o.o. (Ciepłownia Radzionków) objęte są systemem handlu emisjami.

Liczba darmowych uprawnień do emisji CO₂ na okres rozliczeniowy 2013÷2020, przyznana została instalacji zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dn. 31.03.2014 r. ‘w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im

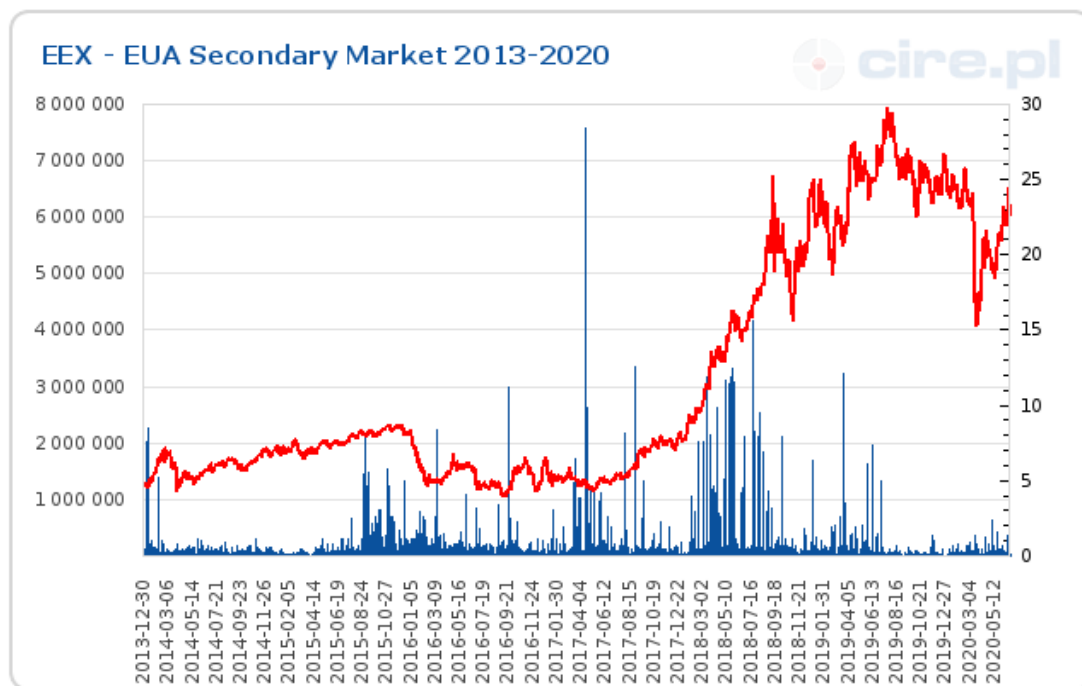
liczbą uprawnień do emisji' (Dz.U. 2014 poz. 439) zmienionego rozporządzeniem Rady Ministrów z dn. 22.04.2015 r. (t.j. Dz.U. 2016 poz. 1684).

Aktualnie obowiązująca ustawa o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (UHE) z dn. 12 czerwca 2015 (Dz. U. 2015, poz. 1223) posiada tekst jednolity przyjęty 9 grudnia 2019 r. (tj. Dz.U. 2020, poz. 136). Wymieniona ustawa w aktualnym brzmieniu obejmuje (Rozdział 5a art. 26a ÷ 26e) zagadnienia dotyczące przydziału uprawnień do emisji na produkcję inną niż produkcja energii elektrycznej w nowym okresie rozliczeniowym tj. na lata 2021 ÷ 2030. Wniosek o przydział uprawnień do emisji na nowy okres powinien być złożony do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami do dn. 29.06.2019 r. na okres od 1 stycznia 2021 do 31 grudnia 2025 roku.

Przyznane limity uprawnień, jeśli będą zbyt mocno okrojone w stosunku do potrzeb, mogą spowodować znaczny niedobór uprawnień. Poglębiać się będzie strach przed kolejnymi redukcjami, właściciele prowadzić będą banking uprawnień na następne okresy. Scenariusz ten może zaowocować średnim wzrostem cen do 35 euro za uprawnienie lub wręcz załamaniem rynku.

Niezależnie od wzrostu ilości wymaganych do zakupu uprawnień do emisji (EUA) istotnym elementem staje się zmienność ceny tych uprawnień z wyraźną tendencją rosnącą (ponad pięciokrotny wzrost ceny w okresie 2013 do 2018 r.) i wrażliwość na zawirowania na rynku światowym. Obrazem tego jest przedstawiony poniżej wykres zmienności ceny uprawnień.

Wykres 12-1 Cena uprawnień do emisji na giełdzie EEX - EUA Secondary Market od 2013-12-30 do 2020-06-22



Źródło: <https://www.cire.pl/>

Zwiększająca się ilość koniecznych do zakupu EUA oraz ich cena na poziomie ok. 25 euro/Mg CO₂ przełoży się bezpośrednio na cenę ciepła dla odbiorcy końcowego. Sza-



kuje się, że wzrost ceny 1 GJ może oscylować z tego powodu dla źródeł węglowych w granicach ok. 10 PLN netto. Analogiczna sytuacja dotyczy zawodowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, których ogólna sprawność przetwarzania paliwa jest niższa niż w przypadku elektrociepłowni. Szacunkowy wzrost ceny energii elektrycznej może wynieść ok. 35-40 PLN/MWh w zależności od poziomu przyznanego darmowych EUA.

13. Elektromobilność i rozwój paliw alternatywnych

Elektromobilność jest pojęciem opisującym całokształt zagadnień związanych ze środkami transportu (w szczególności samochodami osobowymi) napędzanymi energią elektryczną oraz infrastrukturą niezbędną do ich funkcjonowania.

Głównymi przeszkodami blokującymi rozwój elektromobilności na terenie Polski jest wciąż niedostatecznie rozbudowana infrastruktura ładowania, wysokie ceny pojazdów oraz ich ograniczony zasięg.

13.1 Kierunki rozwoju zawarte w dokumentach krajowych

W marcu 2017 roku przyjęte zostały przez Radę Ministrów: **Plan rozwoju elektromobilności w Polsce** oraz **Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych**.

Wymienione dokumenty określają zamierzone cele projektu obejmujące upowszechnienie infrastruktury ładowania i zachęty do zakupu pojazdów elektrycznych oraz ramy czasowe ich realizacji w segmencie pojazdów napędzanych energią elektryczną, wskazujące na rok 2020 jako pierwszy etap upowszechniania pojazdów elektrycznych. Dla pierwszego etapu określono cele: 50 tys. pojazdów elektrycznych, 6 tys. punktów o normalnej mocy ładowania (do 22 kW) i 400 punktów o dużej mocy ładowania (powyżej 22 kW). W kolejnym etapie - rok 2025 – przewidziano docelowo rozbudowanie infrastruktury ładowania, zapewniającej dostawę energii dla 1 mln pojazdów elektrycznych w skali kraju.

Warunkiem podstawowym rozwoju elektromobilności we wskazanej skali byłoby rozwinięcie infrastruktury ładowania do poziomu, który zapewni poczucie bezpieczeństwa oraz świadomość, że pojazd elektryczny jest tak samo funkcjonalny jak jego spalinowy odpowiednik.

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Dnia 11 stycznia 2018 r. przyjęta została ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych (tekst jednolity Dz.U. 2020 poz. 908). Ustawa ta określa ramy prawne dla rozwoju infrastruktury służącej do ładowania pojazdów elektrycznych oraz wykorzystania paliw alternatywnych, tj. sprężony oraz skroplony gaz ziemny (CNG, LNG).

Wspomniana ustawa nakłada na władze samorządowe szereg obowiązków mających przyczynić się do dynamicznego rozwoju elektromobilności na terenie Polski. W poniższej tabeli przedstawiono zakres wymagań do spełnienia przez Gminę Bytom, według wspomnianej ustawy oraz aktualny stopień ich realizacji.

Tabela 13-1 Zakres i stopień realizacji wymagań dla Gminy Bytom wg Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych

| Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych | |
|---|---|
| Wymagania wg ustawy: | Stopień realizacji |
| Art. 37 – Opracowanie analizy kosztów i korzyści związanych z wykorzystaniem w komunikacji miejskiej pojazdów zeroemisyjnych – co 3 lata – pierwsza 31.12.2018 r. | Dokument opracowany przez organizatora publicznego transportu zbiorowego – KZK GOP (obecnie ZTM) – listopad 2018 r. |

| Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych | |
|--|--|
| Wymagania wg ustawy: | Stopień realizacji |
| Art. 60 ust. 1 – Minimalna liczba punktów ładowania w ogólnodostępnych stacjach ładowania na terenie gminy w terminie do 31.03.2021 r. ma wynieść: 60 (dla gmin o liczbie mieszkańców powyżej 100 tys., w których zarejestrowano co najmniej 60 tys. pojazdów) | Stan aktualny na 07.2020 r.: 9 punktów ładowania zainstalowanych w 3 ogólnodostępnych stacjach ładowania |
| Art. 60 ust. 2 – Minimalna liczba punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) na terenie gminy w terminie do 31.03.2021 r. ma wynieść: 2 (dla gmin o liczbie mieszkańców powyżej 100 tys., w których zarejestrowano co najmniej 60 tys. pojazdów) | Stan aktualny na 07.2020 r.: 0 punktów tankowania CNG |
| Art. 62 – Sporządzenie planu budowy ogólnodostępnych stacji ładowania w terminie do 15.03.2020 r., przedstawienie projektu planu do konsultacji społecznych oraz uzgodnienie z operatorem systemu dystrybucyjnego | Projekt „Planu budowy ogólnodostępnych stacji ładowania na terenie Gminy Bytom” został opracowany w marcu 2020 r. – przeprowadzono konsultacje społeczne oraz przekazano dokument OSD celem uzgodnienia |
| Art. 68 ust. 2 - Udział pojazdów elektrycznych we flocie pojazdów użytkowanych przez Urząd Miejski oraz jednostki miejskie: - minimum 10% od 01.01.2022 r. - minimum 30% od 01.01.2025 r. | Stan aktualny – brak pojazdów elektrycznych Wymagana ilość pojazdów elektrycznych we flocie UM: – od 2022r. : 1 (+ min. 8 pojazdów we flocie jednostek gminnych) – od 2025r. : 2 (+ min. 24 pojazdów we flocie jednostek gminnych) |
| Art. 68 ust. 4 - Zasady organizacji transportu komunikacji miejskiej - obowiązek zapewnienia udziału autobusów zeroemisyjnych we flocie użytkowanych pojazdów na poziomie: ✓ 5% od 01.01.2021 r. ✓ 10% od 01.01.2023 r. ✓ 20% od 01.01.2025 r. ✓ 30% od 01.01.2028 r. | Zgodnie z analizą kosztów i korzyści KZK GOP (ZTM) – wymagania dot. udziału autobusów zeroemisyjnych we flocie wykorzystywanych pojazdów: ✓ 2021 r. – 45 szt. (5%) ✓ 2023 r. – 89 szt. (10%) ✓ 2025 r. – 178 szt. (20%) ✓ 2028 r. – 267 szt. (30%) W dokumencie określono kolejność wprowadzania do floty autobusów zeroemisyjnych: ➤ 45 autobusów + 44 (w 2 lata) + 89 (w 2 lata) + 89 (w 3 lata) |
| Wynikający z ustawy o elektromobilności projekt rozporządzenia Ministra Energii z 25.04.2019 r. wskazuje sposób określania minimalnej mocy przyłączeniowej stanowisk postojowych: ✓ dla bud. użyteczności publicznej – 20% planowanej liczby stanowisk x 3,7 kW, ✓ dla zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej – 100% planowanej liczby stanowisk x 3,7 kW | |

Gmina Bytom na dzień dzisiejszy spełnia wymagania narzucone przez ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych dotyczące opracowania wymaganych raportów oraz planu budowy ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Podejmowane są dalsze działania dla realizacji nałożonych obowiązków w zakresie wprowadzenia pojazdów zeroemisyjnych do floty użytkowanych pojazdów przez Urząd Miejski i jednostki organizacyjne, a także dla zapewnienia odpowiedniej ilości ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych i stacji tankowania CNG.

Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych

W lipcu 2018 r. Prezydent RP podpisał ustawę z dnia 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw. Na mocy ustawy

utworzono Fundusz Niskoemisyjnego Transportu, którego zadaniem jest finansowanie projektów związanych z rozwojem elektromobilności i transportem opartym na paliwach alternatywnych (CNG, LNG). Wsparcie będą mogli otrzymać m.in. producenci środków transportu, samorządy czy też podmioty chcące zakupić nowe pojazdy zeroemisyjne.

Zgodnie z ustawą z dnia 14 sierpnia 2020 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z dniem 30 września 2020 r. likwiduje się Fundusz Niskoemisyjnego Transportu. W miejsce FNT utworzono tzw. zobowiązanie wieloletnie NFOŚiGW, z którego mają być finansowane działania z zakresu rozwoju elektromobilności.

13.2 Kierunki rozwoju zawarte w dokumentach strategicznych Gminy

Strategia Rozwoju Elektromobilności w Bytomiu na lata 2020-2035 - projekt

Projekt został opracowany i przekazany do konsultacji społecznych w sierpniu 2019 r. Obecnie dokument jest w trakcie aktualizacji ze względu na konieczność zachowania zgodności z planem budowy ogólnodostępnych stacji ładowania, który jest uzgadniany z operatorem systemu dystrybucyjnego.

Opracowanie projektu „Strategii Rozwoju Elektromobilności w Bytomiu” miało na celu wytyczenie kierunków rozwoju w zakresie rozwiązań typu Smart City (inteligentne miasto) oraz wdrożenie narzędzi dla zaangażowania mieszkańców do partycypacji w tworzeniu infrastruktury miejskiej. Celem nadrzędnym proponowanych działań jest poprawa jakości powietrza atmosferycznego w mieście. W dokumencie określono:

❖ Działanie główne:

Wdrażanie elektromobilności w celu poprawy mobilności w Bytomiu oraz ograniczenie szkodliwej emisji zanieczyszczeń pochodzących z transportu

❖ Działania szczegółowe:

- Przygotowanie odpowiednich warunków do wdrożenia elektromobilności
- Rozwój elektromobilności i propagowanie alternatywnych środków transportu
- Maksymalizowanie korzyści dla społeczeństwa płynących z elektromobilności

W projekcie „Strategii Rozwoju Elektromobilności w Bytomiu” poddano analizie dwa warianty rozwoju, określone na podstawie ustawy o elektromobilności:

- Wariant I – Strategia rozwoju elektromobilności w oparciu wyłącznie o napędy elektryczne
- Wariant II – Strategia rozwoju elektromobilności w oparciu o napędy elektryczne oraz napędy na sprężony gaz ziemny (CNG) lub skroplony gaz ziemny (LNG) w tym również inne alternatywne rozwiązania.

Przeprowadzona analiza wielokryterialna obu wariantów wykazała, że najkorzystniejszym z punktu widzenia postawionych celów jest Wariant II – został oceniony najwyżej w kryteriach kluczowych tj. kryterium środowiskowym i technicznym.

W związku z powyższym dla miasta Bytomia została zarekomendowana: Strategia rozwoju elektromobilności w oparciu o napędy elektryczne oraz napędy na sprężony gaz ziemny (CNG) lub skroplony gaz ziemny (LNG) w tym również inne alternatywne rozwiązania.

W poniższej tabeli przedstawiono harmonogram wdrażania strategii.

Tabela 13-2 Harmonogram wdrażania Strategii Rozwoju Elektromobilności w Bytomiu

| Lp. | Zadanie | Okres realizacji |
|-----|--|------------------|
| 1 | Utworzenie multimodalnych centrów przesiadkowych | 2022-2028 |
| 2 | Wdrożenie systemu monitorowania ruchu na głównych arteriach miejskich | 2020-2025 |
| 3 | Opracowanie i pilotażowe wdrożenie platformy partycypacji społecznej | 2020-2022 |
| 4 | Pilotażowe wdrożenie w gospodarstwach domowych wtyczek typu plug in | 2028-2030 |
| 5 | Pilotażowe wdrożenie instalacji elektronicznego systemu zarządzania miejscami parkingowymi | 2020-2025 |
| 6 | Zakup samochodów elektrycznych, napędzanych gazem CNG (lub LNG) wraz z budową stacji ładowania | 2020, 2025 |
| 7 | Rozbudowa systemu dynamicznej informacji pasażerskiej | 2020-2022 |
| 8 | Budowa systemu roweru miejskiego | 2020-2022 |
| 9 | Wprowadzenie strefy czystego transportu | 2030 |
| 10 | Działania informacyjno-promocyjne wybranej strategii | 2020-2035 |

Źródło: projekt Strategii Rozwoju Elektromobilności w Bytomiu na lata 2020-2035

Ostateczna wersja dokumentu z określonymi celami oraz zadaniami do realizacji będzie ogłoszona po aktualizacji i uchwaleniu przez Miasto.

Plan budowy ogólnodostępnych stacji ładowania na terenie Gminy Bytom

Plan budowy stacji ładowania stanowi załącznik do „Strategii Rozwoju Elektromobilności w Bytomiu na lata 2020-2035” i został opracowany zgodnie z wymaganiami określonymi w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Zgodnie z kryteriami określonymi w ustawie na terenie Gminy Bytom minimalna liczba punktów ładowania zainstalowanych w ogólnodostępnych stacjach ładowania pojazdów elektrycznych powinna wynieść 60 w terminie do 31 marca 2021 r. (dla gmin o liczbie mieszkańców powyżej 100 tys., w których zarejestrowano co najmniej 60 tys. pojazdów).

Aktualnie, zgodnie z posiadanymi informacjami, na terenie Bytomia znajdują się 3 ogólnodostępne stacje ładowania, w których łącznie jest zainstalowanych 9 punktów ładowania. W poniższej tabeli przedstawiono ich charakterystykę.

Tabela 13-3 Charakterystyka ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych zlokalizowanych na terenie Gminy Bytom

| Nazwa stacji | Lokalizacja | Liczba punktów ładowania [szt.] | Liczba / rodzaj gniazd | Moc [kW] |
|----------------------|---------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|
| PKN Orlen Chorzowska | Ul. Chorzowska 90, Bytom | 3 | 1 X TYP 2 1 X CCS 1 X CHADEMO | 43 kW 100 kW 50 kW |
| Greenway - M1 | Ul. Strzelców Bytomskich 96, Bytom | 3 | 1 X TYP 2 1 X CCS 1 X CHADEMO | 40 kW 50 kW 50 kW |
| Atrium Plejada | Al. Jana Nowaka-Jeziorańskiego, Bytom | 3 | 1 x TYP 2 1 x CCS 1 x CHADEMO | 22 kW 50 kW 50 kW |

Źródło: Plan budowy ogólnodostępnych stacji ładowania na terenie Gminy Bytom

<https://greenwaypolska.pl/>

<https://orpa.pl/>

Mając na uwadze wymagania co do liczby punktów ładowania zawarte w ustawie, na terenie miasta należy wybudować jeszcze 51 punktów ładowania pojazdów elektrycznych. Celem spełnienia tego wymagania w opracowanym Planie budowy stacji ładowania wyszczególniono i scharakteryzowano 32 lokalizacje dla planowanych stacji. Zawarta w Planie tabela przedstawia charakterystykę planowanych stacji – założono, że w każdej stacji mają znajdować się minimum 2 punkty ładowania. Łącznie w 32 proponowanych stacjach ładowania ma być zainstalowanych 76 punktów ładowania o normalnej i dużej mocy (zgodnie z definicjami punktów ładowania zawartymi w ustawie o elektromobilności).

Plan zawiera również harmonogram budowy stacji ładowania, który w obecnej wersji zakłada oddanie planowanych stacji do użytku w IV kwartale 2020 r. (opracowany w marcu 2020 r. Plan budowy stacji ładowania odnosił się do poprzedniej wersji ustawy o elektromobilności, która zakładała obowiązek budowy wymaganej liczby stacji w terminie do 31.12.2020 r.).

Zgodnie z ustawą o elektromobilności, w myśl propagowania rozwoju paliw alternatywnych, na terenie miasta wymagane jest zainstalowanie co najmniej dwóch punktów tankowania CNG. Za opracowanie planu budowy stacji tankowania odpowiada operator systemu dystrybucyjnego gazowego.

Plan mobilności miejskiej dla Gminy Bytom

Dokument został przyjęty uchwałą Rady Miejskiej w Bytomiu nr LIII/649/17 z dnia 25 września 2017 r. Jako cel opracowania wskazano zwiększenie mobilności mieszkańców Bytomia, zgodnie z określoną wizją: „Zielony Bytom – miasto posiadające nowoczesny i zrównoważony system komunikacyjny”.

W Planie mobilności przedstawiono plany działań dla poszczególnych sektorów:

- transportu publicznego
- transportu samochodowego
- polityki parkingowej
- stref ruchu pieszego
- transportu rowerowego
- zarządzania transportem towarów.

Dla każdego z powyższych sektorów zaproponowano cele oraz konkretne działania do realizacji, wśród których można wymienić:

- budowa zintegrowanego węzła przesiadkowego na placu Wolskiego w centrum miasta wraz z parkingiem „Park&Ride” oraz „Bike&Ride”, integracją komunikacji tramwajowej oraz przystosowaniem układu komunikacyjnego,
- uruchomienie „małej” bez emisyjnej komunikacji autobusowej w Śródmieściu,
- odtworzenie linii tramwajowej w kierunku Karbia i Miechowic,
- wprowadzenie stref ograniczonej prędkości w mieście,
- propagowanie podróży grupowych (car pooling),
- działania edukacyjne – szkolenia z ekologicznej i ekonomicznej jazdy,

- poprawa stanu technicznego chodników, poprawa bezpieczeństwa pieszych, promowanie ruchu pieszego jako alternatywnego środka transportu,
- rozwój i promowanie komunikacji rowerowej w mieście,
- wprowadzenie stref ograniczonego wjazdu pojazdów ciężarowych.

Rozpatrując transformację sektora energetycznego w aspekcie rozwoju nowych technologii rozważyć należy również możliwość wykorzystania wodoru jako paliwa w transporcie. Sygnalizowany we wcześniejszych rozdziałach możliwy kierunek rozwoju na terenie miasta projektów związanych z produkcją i zagospodarowaniem tego paliwa, daje szansę na wykorzystanie go również w transporcie, w szczególności i w pierwszej kolejności w transporcie publicznym.

14. Analiza formalno-prawna proponowanych scenariuszy rozwojowych

14.1 Polityka energetyczna w Unii Europejskiej – dokumenty i obowiązujące dyrektywy

Cele Unii Europejskiej w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r. określono na szczycie klimatycznym w Brukseli w październiku 2014 r. W wyniku zmian wprowadzonych do dyrektyw: w sprawie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ETS); o efektywności energetycznej i dyrektywy o OZE, cele te przyjęły następujące brzmienie:

- ➔ redukcja emisji gazów cieplarnianych w UE o co najmniej 40% w porównaniu do wielkości emisji w roku 1990 (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: -43% w sektorach EU ETS i -30% w non-ETS),
- ➔ zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w zużyciu finalnym energii brutto o co najmniej 32%,
- ➔ poprawa efektywności energetycznej o 32,5%.

Do tego czasu kraje o PKB poniżej 60% średniej unijnej, w tym Polska, będą mogły rozdawać elektrowniom 40% uprawnień do emisji CO₂ za darmo.

Wynikiem kolejnego szczytu klimatycznego w Paryżu (COP21) było podpisanie 12 grudnia 2015 r. globalnej umowy klimatycznej – tzw. Porozumienie paryskie, którego celem jest ograniczenie globalnego ocieplenia. Porozumienie określa cel długoterminowy, którym jest zatrzymanie wzrostu średniej temperatury na świecie na poziomie znacznie niższym niż 2 stopnie Celsjusza w odniesieniu do poziomu z czasów przedindustrialnych oraz kontynuowanie starań na rzecz ograniczenia wzrostu temperatur do 1,5 stopnia Celsjusza.

Przyjęcie pakietu wdrażającego ww. Porozumienie paryskie zrealizowane zostało podczas szczytu klimatycznego COP24, który odbył się w grudniu 2018 roku w Katowicach. Pakiet wdrażający, podpisany w formie międzynarodowej umowy, umożliwia realizację Porozumienia w praktyce.

Wyzwaniem dla rozwoju energetyki jest tzw. „Pakiet zimowy” przedstawiony przez Komisję Europejską w listopadzie 2016 roku, w ramach którego przewiduje się przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii, a jednym z kluczowych zapisów jest propozycja wprowadzenia limitu emisji CO₂ na poziomie 550 g CO₂/kWh dla wspierania producentów energii elektrycznej w ramach rynku mocy.

W celu ujednolicenia zasad rynku energii elektrycznej na terenie UE opracowano koncepcję nowego modelu rynku energii, który zawarty został w „Pakiecie zimowym”. Najważniejsze zmiany dotyczą obowiązku bilansowania produkcji energii elektrycznej dla wszystkich źródeł wytwórczych o mocy większej od 250 kW (w tym źródeł wykorzystujących OZE) oraz ograniczenie udziału w mechanizmach rynku mocy, które mają objąć jedynie nowe jednostki wytwórcze, charakteryzujące się poziomem emisji CO₂ nieprzekraczającym 550 g/kWh. Proponowane regulacje dla rynku mocy mogą stanowić problem dla krajów, w których energetyka oparta jest głównie o paliwa kopalne, związane z wysoką emisją CO₂. Na skutek narzuconych ograniczeń utrudnione może być finansowanie modernizacji majątku wytwórczego, co w konsekwencji spowoduje zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego.

Ponadto w „Pakiecie zimowym” zawarto zapisy, w myśl których ujednolicone mają być zasady obrotu energią elektryczną, a na państwa członkowskie UE nałożony zostanie obowiązek opracowania mechanizmów ograniczających zakłócenia na rynku energii, rozwoju połączeń transgranicznych, stosowania magazynów energii oraz wdrożenia mechanizmów w celu poprawy efektywności energetycznej.

Ponadto na funkcjonowanie sektora energetycznego mają również wpływ uregulowania prawne Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony środowiska, takie jak:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (PEiR) 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) – tzw. dyrektywa IED oraz konkluzje BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania (LCP) – Decyzja Wykonawcza Komisji UE 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. (publikacja i wejście w życie 17.08.2017 r.);
- Dyrektywa PEiR 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa MCP);
- Dyrektywa PEiR 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (tzw. dyrektywa EU ETS);
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy (tzw. Dyrektywa CAFE).

Dyrektywa IED weszła w życie 6 stycznia 2011 r. Jej podstawowym celem było ujednolicenie i konsolidacja przepisów dotyczących emisji przemysłowych tak, aby usprawnić system zapobiegania zanieczyszczeniom powodowanym przez działalność przemysłową oraz ich kontroli, a w rezultacie zapewnić poprawę stanu środowiska na skutek zmniejszenia emisji przemysłowych. Podstawowym zapisem ujętym w dyrektywie było wprowadzenie od stycznia 2016 roku nowych, zaostrzonych standardów emisyjnych.

Ponadto dyrektywa wprowadziła zmiany takie jak:

- pojęcie źródła rozumiane ma być jako komin, a nie jako – kocioł;
- dyrektywa dotyczy źródeł, których suma mocy przekracza 50 MW, przy czym sumowaniu podlegają kotły o mocy większej niż 15 MW;
- od 1 stycznia 2016 r. do 30 czerwca 2020 r. państwa członkowskie mogły określić i wdrożyć przejściowe krajowe plany redukcji emisji dla instalacji, które dostały pozwolenie przed 27 listopada 2002 r. i zostały uruchomione przed 27 listopada 2003 r. Obiekty objęte tym planem mogły zostać zwolnione (w okresie od 2016 do 2020 r.) z wymogu przestrzegania nowych standardów emisyjnych, przy czym należało dotrzymać co najmniej dopuszczalne wielkości emisji, wynikające z dyrektywy LCP i zawarte w stosownym pozwoleniu;

- ➔ do dnia 31 grudnia 2022 r. wyłączone ze spełniania wymogów tej dyrektywy są ciepłownie o mocy mniejszej niż 200 MW, które dostarczają do miejskiej sieci ciepłowniczej co najmniej 50% ciepła oraz którym udzielono pozwolenia przed 27 listopada 2002 r. i zostały uruchomione przed 27 listopada 2003 r.;
- ➔ źródła energetyczne wykorzystujące miejscowe paliwa stałe – ze względu na ich niższą jakość – mogą stosować minimalne stopnie odsiarczania zamiast limitów emisji dwutlenku siarki.

W Dyrektywie IED przewidziano odstępstwa od przyjętych standardów i w przypadku instalacji pracujących nie dłużej niż 1500 godzin rocznie, które otrzymały pozwolenie nie później niż 27 listopada 2002 r., limit emisji dwutlenku siarki wynosi 800 mg/Nm³, jeśli spalają paliwo stałe. Dla tej samej instalacji (i paliwa) ograniczenie tlenków azotu wynosi 450 mg/Nm³, jeśli dodatkowo jej moc nie przekracza 500 MW. Taka sama wielkość limitu dla NO_x jest też przyjmowana dla instalacji o mocy ponad 500 MW, jednakże w ich przypadku pozwolenie musiało być uzyskane jeszcze przed 1 lipca 1987 r.

Natomiast dodatkowe wymagania emisyjne i eksploatacyjne dla tzw. dużych obiektów energetycznego spalania paliw przedstawione zostały w decyzji nr 2017/1442 Komisji Europejskiej z dnia 31.07.2017 r. 'ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE', opublikowanej w Dzienniku Urzędowym UE z dnia 17.08.2017 r. (tzw. **konkluzje BAT dla LCP**).

Konkluzje BAT (z ang. *Best Available Techniques*) jest to dokument sporządzony na podstawie dokumentu referencyjnego BAT (tzw. BREF), który formułuje wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik dla instalacji nim objętych, a także wskazuje poziomy dopuszczalnych emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami.

Konkluzje BAT dla LCP ustalają nowe, tzw. graniczne wielkości emisyjne dla instalacji. Są to wielkości emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami, uzyskiwane w normalnych warunkach eksploatacji z wykorzystaniem najlepszej dostępnej techniki lub kombinacji najlepszych dostępnych technik. Na dostosowanie się do nowych wymogów instalacje LCP mają cztery lata (czyli do dnia 17.08.2021 r.). Przy czym w terminie sześciu miesięcy od dnia publikacji konkluzji BAT w Dzienniku Urzędowym UE (tj. do dnia 17.02.2018 r.) organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego miał obowiązek dokonać analizy warunków wydanych pozwoleń. W przypadku, gdy analiza wykazała konieczność zmiany pozwolenia zintegrowanego, organ przekazywał prowadzącemu instalację informację o konieczności dostosowania instalacji do wymagań określonych w tych konkluzjach oraz wzywał prowadzącego instalację do wystąpienia z wnioskiem o zmianę pozwolenia w terminie roku od dnia doręczenia wezwania (czyli max do lutego 2019 r.), określając zakres tego wniosku mający związek ze zmianami wynikającymi z dokonanej analizy. W decyzji o zmianie pozwolenia określony zostanie termin na dostosowanie, który wynosi (jak już wspomniano powyżej) maksymalnie 4 lata od dnia ukazania się konkluzji BAT w Dzienniku Urzędowym UE.

Dyrektywa 2015/2193 'w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania' (**dyrektywa MCP**) określa dopuszczalne wielkości emisji dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i pyłu dla średnich obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW

i mniejszej niż 50 MW. Nowe przepisy mają również zastosowanie do połączeń nowych średnich obiektów energetycznego spalania, dla których:

- gazy odlotowe są odprowadzane przez wspólny komin lub
- w ocenie właściwego organu, przy uwzględnieniu czynników technicznych i ekonomicznych, gazy odlotowe mogłyby być odprowadzane przez wspólny komin; jak również – połączeń, w przypadku których całkowita nominalna moc cieplna wynosi nie mniej niż 50 MW, za wyjątkiem obiektów objętych zakresem stosowania rozdziału III dyrektywy 2010/75/UE (Dyrektywa IED).

Zgodnie z Dyrektywą 2015/2193 obiektem energetycznego spalania jest każde urządzenie techniczne, w którym paliwa są utleniane w celu wykorzystania wytworzonego w ten sposób ciepła. *Istniejący* obiekt energetycznego spalania oznacza obiekt oddany do użytkowania przed dniem 20 grudnia 2018 r. lub dla którego przed dniem 19 grudnia 2017 r. uzyskano pozwolenie na podstawie przepisów krajowych, pod warunkiem, że obiekt ten został oddany do użytkowania nie później niż w dniu 20 grudnia 2018 r. *Nowy* obiekt energetycznego spalania oznacza obiekt inny niż istniejący.

Przepisy tej Dyrektywy transponowane zostały do prawa polskiego poprzez Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. 2019 poz. 1806).

Dyrektywa EU ETS z 2009 r. zmienia Dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. System ma wspierać redukcję gazów cieplarnianych w sposób ekonomicznie uzasadniony.

Dyrektywa 2003/87/WE wprowadzając zasady handlu uprawnieniami do emisji określiła, że zbiorczy limit emisji dla grupy emitatorów w kolejnych etapach, zwanych okresami handlowymi, rozdzielany będzie w postaci zbywalnych uprawnień. Każde źródło w sektorach przemysłowych europejskich systemu ETS na koniec okresu rozliczeniowego musi posiadać nie mniejszą liczbę uprawnień od ilości wyemitowanego CO₂. Przekroczenie emisji ponad liczbę uprawnień związane jest z opłatami karnymi.

Od 2013 roku liczba bezpłatnych uprawnień została ograniczona do 80% poziomu bazowego (z okresu 2005-2008) i w kolejnych latach jest corocznie równomiernie zmniejszana do 30% w roku 2020, aż do całkowitej likwidacji bezpłatnych uprawnień w roku 2027.

Znowelizowana dyrektywa ETS, zgodnie z art. 10 ust. 1, ustanawia aukcję jako podstawową metodę rozdziału uprawnień do emisji. W trzecim okresie rozliczeniowym wszystkie uprawnienia nie przydzielone bezpłatnie muszą być sprzedawane w drodze aukcji.

Dodatkowe normy jakości powietrza wprowadzone zostały w **dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy (tzw. dyrektywa CAFE)**. Ze względu na znaczny negatywny wpływ pyłu PM_{2,5} na zdrowie ludzi, określono dla obszarów tła miejskiego w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców i aglomeracjach – poziom dopuszczalny pyłu

PM_{2,5} w powietrzu oraz pułap stężenia ekspozycji obliczany na podstawie wskaźnika średniego.

Zalecenia dyrektywy CAFE wprowadzone zostały do prawodawstwa polskiego poprzez ustawę Prawo ochrony środowiska oraz rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz.U. 2012, poz. 1031 ze zm.).

Dyrektywa 2012/27/UE 'w sprawie efektywności energetycznej' przede wszystkim określa cel strategiczny, którym jest zwiększenie efektywności energetycznej o 20% (zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20%) do 2020 r. W dokumencie określono obowiązek opracowania przez kraje członkowskie długoterminowej strategii dotyczącej wspierania inwestycji w renowację krajowych zasobów budynków mieszkalnych i użytkowych, zarówno publicznych, jak i prywatnych. Dyrektywa wskazuje, iż obowiązkiem państw członkowskich jest umożliwienie końcowym odbiorcom energii dostępu do audytów energetycznych oraz wdrażanie inteligentnych systemów pomiarowych, po konkurencyjnych cenach, które informują o rzeczywistym czasie korzystania i zużyciu energii.

W dniu 24 grudnia 2018 r. weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. wprowadzająca kolejne **zmiany w dyrektywie 2012/27/UE** w sprawie efektywności energetycznej. Jedną z najistotniejszych dotyczy zwiększenia celu w zakresie efektywności energetycznej na szczeblu krajowym do poziomu 32,5% w 2030 r. przy założeniu, że w 2030 r. unijne zużycie energii pierwotnej nie będzie większe niż 1 273 Mtoe lub 956 Mtoe energii końcowej (co stanowi ok. 53,3 mln TJ). Ponadto dyrektywa zakłada, że Państwa członkowskie muszą osiągnąć łączne oszczędności końcowego zużycia energii w każdym roku od 01.01.2014 r. do 31.01.2020 r. co najmniej w wysokości 1,5% wartości wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym. Ponadto w okresie 01.01.2021÷31.12.2030 r. winny osiągać co roku nowe oszczędności w wysokości 0,8% rocznego zużycia energii końcowej (uśrednionego dla lat 2016÷2018). Krajowe przepisy ustawowe i wykonawcze Państw członkowskich UE powinny zostać dostosowane do ww. dyrektywy zmieniającej dyrektywę 2012/12/UE do dnia 25 czerwca 2020 r.

W dniu 9 lipca 2018 r. opublikowana została **Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej**. Dyrektywa ta wskazuje działania niezbędne do osiągnięcia celów pakietu klimatycznego. Zapisano w niej konieczność opracowania w krajach członkowskich długoterminowych strategii dotyczących renowacji budynków. Strategie powinny zawierać zadania stałe, ale również elastycznie dopasowywać się do zmieniających się z czasem warunków. Rokiem docelowym obowiązywania strategii ma być rok 2050. Natomiast koniecznym jest ujęcie w strategiach również punktów pośrednich, w których prowadzona będzie ocena oddziaływania strategii, a także możliwe będzie wprowadzanie modyfikacji celów pośrednich. Punkty te zostały wyznaczone na rok 2030 i rok 2040. Celem opracowywanych strategii ma być przekształcenie istniejących budynków mieszkalnych i niemieszkalnych oraz publicznych i prywatnych w budynki niemal zeroenergetyczne. Strategie mogą być przygotowane przez każde państwo członkowskie na

dowolnych zasadach, dopasowanych do warunków danego kraju, jednak muszą zawierać w sobie pewne punkty niezmiennie dla całej Europy, tj.:

- przegląd krajowych zasobów budowlanych oraz wskazanie zasobów wymagających renowacji, z uwzględnieniem, że część z nich zostanie poddana renowacji do roku 2020;
- określenie najlepszych rozwiązań do renowacji w zależności od rodzaju danego budynku i warunków klimatycznych;
- określenie polityki i działań stymulujących renowację obiektów, które są szczególnie ważne pod kątem osiągnięcia nadrzędnego celu, ale również ustanowienie efektywnych kosztowo działań wspierających, np. ustanowienie opcjonalnego systemu paszportów renowacji budynków;
- przegląd dotychczasowych działań i polityki, które są stosowane w stosunku do obiektów o najgorszej charakterystyce energetycznej oraz gospodarstw domowych, a także wskazanie wymaganych działań krajowych, które przyczyniają się do ograniczenia ubóstwa energetycznego;
- opracowanie polityki i działań skierowanych wobec wszystkich budynków publicznych;
- przegląd obecnych działań służących wspieraniu inteligentnych technologii w budynkach, łącznie z technikami kształcenia w zakresie budownictwa i efektywności energetycznej;
- przygotowanie danych szacunkowych, ale bazujących na dowodach, dotyczących spodziewanych oszczędności wynikających z renowacji, a także dodatkowych osiągnięć dotyczących m.in. zdrowia i bezpieczeństwa użytkowników, poprawy jakości środowiska wewnętrznego itp.

Dyrektywa ustanawia, iż Państwa członkowskie UE mają 20 miesięcy na dostosowanie swoich regulacji do jej wymogów. Termin ten minął więc z początkiem marca 2020 roku.

14.2 Krajowe dokumenty strategiczne i planistyczne

Na krajową politykę energetyczną składają się:

- Polityka energetyczna Polski,
- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030,
- Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych,
- Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej – aktualny Czwarty KPD EE 2017 (przyjęty przez RM w dniu 23.01.2018 r.),
- Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii (przyjęty uchwałą nr 91 RM z dn. 22.06.2015 r.),
- Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030 (przyjęty przez RM w dniu 29.10.2013 r.).

Polityka energetyczna Polski

W dalszym ciągu obowiązującym dokumentem jest „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r.

Pod koniec listopada 2018 roku resort energii przedstawił pierwszy projekt nowej Polityki energetycznej do 2040 roku (PEP2040). W aktualnym projekcie PEP2040 z dnia 8 wrze-

śnia 2020 r. określono cel polityki energetycznej państwa, którym jest: „bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych”. W dokumencie przyjęto następujące wskaźniki realizacji głównego celu PEP2040:

- ✓ nie więcej niż 56% udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r.
- ✓ co najmniej 23% OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.
- ✓ wdrożenie energetyki jądrowej w 2033 r.
- ✓ zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23% do 2030 r. w stosunku do prognoz zużycia z 2007 r.
- ✓ ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 30% do 2030 r. (w stosunku do 1990 r.).

W zakresie systemów ciepłowniczych projekt PEP2040 zakłada:

- uzyskanie przez systemy ciepłownicze z terenu kraju statusu systemów efektywnych w perspektywie roku 2030 w ponad 80%;
- rozwój sieci ciepłowniczej w aspekcie przyłączania nowej zabudowy i likwidacji lokalnych źródeł ciepła (wg projektu PEP2040 1,5 mln nowy odbiorców);
- spełnienie pokładanych nadziei na walkę ze smogiem w ramach programu „Czyste Powietrze”, preferencja dla ciepła sieciowego (wg projektu PEP2040);
- modernizację źródeł w celu spełnienia przyszłych wymagań dotyczących wykorzystania OZE (wg deklaracji na poziomie UE, 1,1% rocznie).

Procedowaniu mającego krajowy charakter dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” towarzyszą prace nad innym kluczowym dokumentem zawierającym założenia rozwoju polskiej energetyki – **„Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030”** (KPEiK), którego projekt polski rząd przygotował zgodnie z wymogami nowej unijnej polityki energetycznej. W dniu 30.12.2019 r. projekt dokumentu, po zmianach wynikających z konsultacji oraz uzgodnień, został przekazany do Komisji Europejskiej. Wcześniej dokument został przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich (18.12.2019 r.). KPEiK określa cele klimatyczno-energetyczne na 2030 r.:

- ✓ 7% redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem ETS w porównaniu do poziomu w roku 2005,
- ✓ 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (zaznaczono, że cel 23% będzie możliwy do osiągnięcia w sytuacji przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym przeznaczonych na sprawiedliwą transformację), uwzględniając:
 - 14% udziału OZE w transporcie,
 - roczny wzrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1 pkt. proc. średniorocznie,
- ✓ wzrost efektywności energetycznej o 23% w porównaniu z prognozami PRIMES2007,
- ✓ redukcję do 56-60% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej.

Zastrzeżono, że KPEiK może być jeszcze korygowany w przypadku modyfikacji celów lub kierunków zawartych w krajowych dokumentach strategicznych tj. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. bądź w przypadku zmian polityki klimatyczno-energetycznej na szczeblu unijnym.

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Rada Ministrów 7 grudnia 2010 r. przyjęła dokument pn. „Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (w skrócie KPD OZE), stanowiący realizację zobowiązania wynikającego z art. 4 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. W dokumencie tym określony został ogólny cel krajowy w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ostatecznym zużyciu energii brutto w 2020 r. na poziomie 15%.

Ze względu na przyjętą w dn. 11.12.2018 r. nową dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i określony w niej nowy cel dla udziału OZE w miksie energetycznym na poziomie 32% (do 2030 r.) – przedmiotowy dokument: KPD OZE wymagać będzie aktualizacji zawartych w nim założeń.

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej

Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (t.j. Dz.U. 2020 poz. 264) Minister Energii co 3 lata, do dnia 31 stycznia danego roku, sporządza i przedstawia do zatwierdzenia Radzie Ministrów krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej. Aktualnie obowiązuje czwarty KPD EE przyjęty przez RM w dniu 23.01.2018 r.

Główne środki poprawy efektywności energetycznej budynków w omawianym planie określono jako:

- ➔ wprowadzenie minimalnych wymagań dotyczących charakterystyki energetycznej dla nowo wznoszonych oraz użytkowanych budynków (w tym również wymagań skutkujących niemal zerowym zużyciem energii przez nowo wznoszone budynki), zgodnie z dyrektywą 2010/31/UE;
- ➔ wprowadzenie świadectwa charakterystyki energetycznej budynku oraz obowiązkowe przeglądy systemów ogrzewania i systemów klimatyzacji;
- ➔ przedsięwzięcia termomodernizacyjne dla budynków mieszkalnych;
- ➔ promowanie racjonalnego wykorzystania energii w gospodarstwach domowych poprzez ogólnopolską kampanię informacyjną na temat celowości i opłacalności stosowania wyrobów najbardziej efektywnych energetycznie.

Jako najważniejsze środki poprawy efektywności energetycznej w instytucjach publicznych przedstawiono:

- ➔ zobowiązanie administracji samorządowej do podejmowania działań energooszczędnych w ramach pełnienia przez nią wzorcowej roli, takich jak:
 - termomodernizacja budynków,
 - działania informacyjne służące oszczędności energii,
 - promowanie projektów demonstracyjnych i pilotażowych w zakresie budowy budynków użyteczności publicznej o niskim zużyciu energii,
 - opracowanie planów gospodarki niskoemisyjnej.

W sektorze przemysłu do środków poprawy efektywności energetycznej zaliczono:

- ➔ audyty energetyczne procesów technologicznych, sieci przemysłowych, źródeł energii elektrycznej, ciepła i chłodu;

- przedsięwzięcia wynikające z przeprowadzonego audytu energetycznego przedsiębiorstwa, w tym:
 - przebudowa linii produkcyjnych,
 - głęboka, kompleksowa modernizacja energetyczna budynków,
 - przebudowa lub wymiana na energooszczędne urządzeń i instalacji technologicznych, oświetlenia, oraz ciągów transportowych linii produkcyjnych,
 - budowa lub przebudowa lokalnych źródeł ciepła (w tym wymiana źródła na instalację OZE),
 - zastosowanie technologii odzysku energii wraz z systemem wykorzystania energii ciepła odpadowego;
- wdrażanie systemów zarządzania energią i jakością oraz zarządzania sieciami elektroenergetycznymi w obiektach przedsiębiorstw,
- promocję wysokosprawnej kogeneracji (CHP).

Środki efektywności energetycznej odnoszące się do efektywności w sektorze dostaw energii elektrycznej i ciepła, przedstawione w KPD EE to:

- ustalenie pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego;
- obowiązek przyłączania do istniejącej sieci ciepłowniczej lub wyposażenia w indywidualne odnawialne źródło ciepła, źródło ciepła z kogeneracji lub źródło ciepła odpadowego nowych obiektów zlokalizowanych na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczania ciepła z efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego (dla zapotrzebowania ≥ 50 kW);
- budowa nowych jednostek wysokosprawnej kogeneracji oraz modernizacja sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych (w tym również – działania zmierzające do uzyskania przez system ciepłowniczy statusu systemu efektywnego energetycznie).

Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii

„Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii” został przyjęty uchwałą nr 91 Rady Ministrów z dnia 22 czerwca 2015 r. Podstawę jego opracowania stanowi art. 39 ust. 3 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (t.j. Dz.U. 2020 poz. 213).

Kluczowym elementem „Krajowego planu (...)” jest wprowadzenie definicji „budynku o niskim zużyciu energii” w Polsce, przy uwzględnieniu stanu istniejącej zabudowy oraz możliwych do osiągnięcia i jednocześnie uzasadnionych ekonomicznie środków poprawy efektywności energetycznej. Definicja ta wskazuje, iż jest to budynek, który spełnia wymogi związane z oszczędnością energii i izolacyjnością cieplną zawarte w następujących przepisach techniczno-budowlanych:

- w art. 7 ust.1 pkt. 1 ustawy Prawo budowlane,
- w załączniku nr 2 do rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity Dz.U. 2019, poz. 1065),

które będą obowiązywać od 1 stycznia 2021 roku, a dla budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością – obowiązują od 1 stycznia 2019 roku.

„Krajowy plan (...)” zawiera propozycje nowoczesnych rozwiązań technicznych w zakresie stosowania urządzeń grzewczych, klimatyzacyjnych, urządzeń odzyskujących ciepło w instalacjach wentylacyjnych, które mogą być stosowane w budynkach w celu poprawy ich efektywności energetycznej. W „Krajowym planie (...)” znajduje się charakterystyka działań związanych z projektowaniem, budową i przebudową budynków w sposób zapewniający ich energooszczędność oraz zwiększeniem pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w nowych oraz istniejących budynkach.

Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030

W dniu 29.10.2013 r. Rada Ministrów przyjęła „Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030” (SPA 2020), przedłożony przez ministra środowiska. SPA 2020 jest elementem szerszego projektu badawczego o nazwie KLIMADA, obejmującego okres do 2070 roku. Dokument ten wpisuje się w działania unijnej strategii adaptacji do zmian klimatu, której celem jest poprawa „odporności” państw członkowskich na aktualne i oczekiwane zmiany klimatu, ze szczególnym uwzględnieniem lepszego przygotowania do ekstremalnych zjawisk klimatycznych i pogodowych oraz redukcji kosztów społeczno-ekonomicznych z tym związanych.

Głównym celem SPA 2020 jest zapewnienie zrównoważonego rozwoju oraz efektywnego funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa w warunkach zmieniającego się klimatu. W dokumencie wskazano cele i kierunki działań adaptacyjnych, które należy podjąć do roku 2020 w najbardziej wrażliwych sektorach i obszarach, tj.: gospodarce wodnej, rolnictwie, leśnictwie, różnorodności biologicznej i obszarach prawnie chronionych, zdrowiu, energetyce, budownictwie, transporcie, obszarach górskich, strefie wybrzeża, gospodarce przestrzennej i obszarach zurbanizowanych.

Z punktu widzenia podstawowych celów i założeń niniejszego dokumentu istotne znaczenie mają zapisy SPA 2020 dotyczące sektora energetycznego. Wg SPA 2020 konieczne będzie dostosowanie systemu energetycznego do wahań zapotrzebowania zarówno na energię elektryczną, jak i ciepłą, m.in. poprzez wdrożenie stabilnych niskoemisyjnych źródeł energii. Duże znaczenie położono również na wykorzystanie OZE oraz potrzebę dywersyfikacji źródeł energii wspomaganej termicznym przekształcaniem odpadów, które nie mogą być poddane recyklingowi, z jednoczesnym odzyskiwaniem energii.

Działania adaptacyjne w zakresie przygotowania systemu energetycznego do zmienionych warunków zapotrzebowania na energię (z uwzględnieniem szczytu zimowego i letniego), zaproponowane w SPA 2020, to:

- Rozwijanie alternatywnych możliwości produkcji energii na poziomie lokalnym, szczególnie na potrzeby ogrzewania i klimatyzacji na terenach o mniejszej gęstości zaludnienia.
- Zapewnienie awaryjnych źródeł energii oraz przesyłu w przypadkach, w których zastosowanie podstawowych źródeł nie będzie możliwe.
- Zabezpieczenie awaryjnych źródeł chłodzenia w elektrowniach zawodowych.
- Projektowanie sieci przesyłowych, w tym m.in. podziemnych oraz naziemnych, z uwzględnieniem ekstremalnych sytuacji pogodowych, w celu ograniczenia ryzyka

m.in. zalegania na nich lodu i śniegu, podtopień oraz zniszczeń w przypadkach silnego wiatru.

- Wspieranie rozwoju OZE – w szczególności mikroinstalacje w rolnictwie.

14.3 Kierunki zmian w ustawodawstwie krajowym – konsekwencje dla sektora energetyki

Ustawa Prawo energetyczne

Najważniejszym rangą aktem prawnym w systemie prawa polskiego w dziedzinie energetyki jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2020 poz. 833 z późn. zm.), zwana dalej ustawą PE oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia).

Prawo energetyczne w zakresie swojej regulacji dokonuje wdrożenia dyrektyw unijnych dotyczących następujących zagadnień:

- ➔ przesyłu energii elektrycznej oraz gazu ziemnego przez sieci przesyłowe,
- ➔ wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz gazu ziemnego,
- ➔ promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych,
- ➔ bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu,
- ➔ wspierania kogeneracji.

Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Jej celem jest stworzenie warunków do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom monopoli, uwzględniania wymogów ochrony środowiska oraz ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów.

Wdrażanie zapisów dyrektyw unijnych (związanych z sektorem energetycznym) wprowadzane jest w kolejnych nowelach ustawy Prawo energetyczne. I tak np.:

Uchwalona przez Sejm w dniu 30 listopada 2016 r. nowela PE przewiduje m.in. rezygnację z regulowania cen gazu ziemnego. Nowela zakłada zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi lub koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą i prowadzących działalność gospodarczą w zakresie sprzedaży paliw gazowych z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Uwalnianie cen dla poszczególnych grup odbiorców będzie następować w różnych terminach. Z dniem wejścia w życie ustawy (1.01.2017 r.) uwolnione zostały ceny dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie sprzedaży: na rynku hurtowym, w tzw. punkcie wirtualnym (w tym na giełdzie towarowej), sprężonego gazu ziemnego CNG, skroplonego gazu ziemnego LNG. Od dnia 1.10.2017 r. z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia zwolnione zostały przedsiębiorstwa obrotu dostarczające gaz do wszystkich odbiorców końcowych, z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Natomiast ceny gazu ziemnego dla odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych podlegać będą kontroli Prezesa URE do dnia 1 stycznia 2024 r. Oznacza to, że w trakcie tego okresu przejścio-

wego odbiorcy w gospodarstwach domowych będą mogli w dalszym ciągu nabywać gaz ziemny po cenie regulowanej przez Prezesa URE.

Z dniem 25 stycznia 2019 roku weszła w życie ustawa z dn. 14.12.2018 r. **o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji** (t.j. Dz.U. 2020 poz. 250 ze zm.) wprowadzająca nowy system wsparcia jednostek kogeneracji oparty na mechanizmach aukcyjnych. Przewidziany ww. ustawą maksymalny okres wsparcia dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi 15 lat. Ustawa wprowadziła również zmiany do PE. Zmiany dotyczyły kwestii związanych z koniecznością zakończenia działań wynikających z dotychczas obowiązującego mechanizmu wsparcia określonego w uchylanych przepisach art. 9a, 9l i 9m ustawy – Prawo energetyczne.

Ustawa o rynku mocy

Ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz.U. 2020 poz. 247) weszła w życie w dniu 18.01.2018 r. Ustawa wprowadziła nową usługę – obowiązek mocy, polegającą na:

- pozostawaniu przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu,
- oraz
- zobowiązaniu do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia, czyli w godzinie określonej przez operatora systemu przesyłowego (OSP) jako godzina, w której nadwyżka mocy dostępnej dla OSP w okresie $n+1$ jest niższa niż wielkość określona na podstawie art. 9g ust. 4 pkt 9 Prawa energetycznego.

Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę rynku energii z jednotowarowego, na rynek dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży będzie podlegać nie tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc dyspozycyjna netto, czyli gotowość do dostarczania energii do sieci.

Rynek mocy wprowadza wsparcie w postaci dodatkowego wynagrodzenia – płatności mocy – dla źródeł wytwórczych za to, że przez określony w kontrakcie czas, w razie potrzeby, np. niedoboru energii, będą dysponować odpowiednią mocą. Wybór jednostek rynku mocy, które za odpowiednim wynagrodzeniem będą oferować nową usługę, zostanie dokonany w wyniku aukcji. W latach 2019÷2025 organizowana będzie co roku jedna aukcja główna na okresy dostaw przypadające odpowiednio na lata 2024÷2030. Prezes URE będzie pełnił rolę arbitra oraz egzekwował obowiązki podmiotów, których aktywność jest wymagana dla poprawnego działania rynku mocy.

Przepisy ustawy mają chronić przed deficytem mocy, gwarantując dostępność odpowiednich do potrzeb odbiorców zasobów mocy w źródłach wytwarzających energię elektryczną i wprowadzając dwutorowość rynku energii elektrycznej.

Ustawa o efektywności energetycznej

W dniu 20 maja 2016 r. Sejm przyjął ustawę o efektywności energetycznej (t.j.: Dz.U. 2020 poz. 264), która uchyla ustawę z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej. Ustawa weszła w życie w dniu 1 października 2016 r. i wdraża do prawa krajowego zapisy Dyrektywy 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej. W ustawie określono zasady opracowywania krajowego planu działań dot. efektywności energetycznej, zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności

energetycznej oraz zasady realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii. Ponadto w ustawie przedstawiono zasady przeprowadzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa, którego wykonywanie jest obowiązkowe od momentu wejścia ustawy w życie. Szczegółowy opis ww. ustawy znajduje się w rozdziale 11.1.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. 2020 poz. 261) wprowadza regulacje określające m.in.:

- zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE oraz mechanizmy i instrumenty wspierające to wytwarzanie,
- mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie ciepła z OZE,
- zasady wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z OZE,
- zasady realizacji krajowego planu działania w zakresie energii z OZE,
- warunki i tryb certyfikowania instalatorów mikroinstalacji, małych instalacji i instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 600 kW oraz akredytowania organizatorów szkoleń,
- zasady współpracy międzynarodowej w zakresie OZE oraz wspólnych projektów inwestycyjnych.

Szczegółowy opis ww. ustawy znajduje się w rozdziale 10.5.1.

Ustawa tzw. antysmogowa

Ustawa z dn. 10.09.2015 o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska (t.j. Dz.U. 2020 poz. 1219) – wprowadziła poprawkę art. 96 ustawy POŚ, która daje samorządom możliwość decydowania o rodzajach i jakości dopuszczonych do stosowania paliw i/lub parametrach i rozwiązaniach technicznych instalacji, w których prowadzone będzie ich spalanie. Decyzje te wydawane mogą być na drodze uchwały sejmiku województwa przyjętej dla zdefiniowanego obszaru.

We wrześniu 2017 r. opublikowano Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Finansów z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie wymagań dla kotłów na paliwo stałe (Dz.U. 2017 poz. 1690 z późn. zm.), które określa normy emisyjne dla nowych, wprowadzanych na rynek kotłów na paliwo stałe o znamionowej mocy cieplnej do 500 kW. Z rozporządzenia wynika zakaz produkowania kotłów niespełniających wymogów emisyjnych 5 klasy (wg normy PN-EN 303-5:2012). Ponadto w konstrukcji kotłów zakazano stosowania rusztu awaryjnego. Rozporządzenie obowiązuje od dnia 1.10.2017 r. Od stycznia 2020 r. przepisami nadrzędnymi są wdrożone unijne przepisy zaostrzające wymagania dla kotłów na paliwa stałe – Rozporządzenie Komisji UE z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe.

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (t.j. Dz.U. 2020 poz. 908) określa ramy prawne dla rozbudowy infrastruktury służącej do ładowania pojazdów elektrycznych oraz tankowania CNG i LNG, a w szczególności – określa obowiązki gmin w zakresie rozwoju miejskiego transportu zeroemisyjnego oraz elektromobilności. Jej celem jest stymulowanie rozwoju elektromobilności oraz zwiększenie zastoso-

wania paliw alternatywnych w sektorze transportowym. Szczegółowy opis ww. ustawy znajduje się w rozdziale 13.1.

14.4 Podsumowanie

Niniejszy projekt „Aktualizacji założeń..” zgodny jest z zapisami ww. dokumentów i ustaw, a cele i działania w nim ujęte odzwierciedlają podstawowe założenia energetyczne opisane w tych dokumentach.

W „Aktualizacji założeń ...” przewiduje się realizację działań ukierunkowanych na:

- ➔ rozbudowę i modernizację systemów energetycznych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii;
- ➔ racjonalizację zużycia energii w tym:
 - działania termomodernizacyjne,
 - inwestycje modernizacyjne,
 - poprawa sprawności wytwarzania i sprawności przesyłu,
 - oszczędne gospodarowanie energią elektryczną;
- ➔ wykorzystanie odnawialnych źródeł energii,
- ➔ rozwój elektromobilności i paliw alternatywnych w transporcie.

Przedstawione w rozdz. 12 scenariusze zaopatrzenia miasta w poszczególne nośniki energii uwzględniają zarówno działania w zakresie racjonalizacji w obszarze wytwarzania i przesyłu energii, jak i wzrost efektywności końcowego wykorzystania energii. Szczegółowy opis działań racjonalizacyjnych przedstawiono w rozdz. 11.

Jednym z elementów racjonalnego zużycia energii jest również ukierunkowanie na efektywne wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Zagadnienie to, z uwzględnieniem warunków lokalnych panujących na terenie Bytomia, przedstawione zostało w rozdz. 10.

15. Zakres współpracy z gminami sąsiednimi

15.1 Zakres współpracy – stan istniejący

Zgodnie z Art. 19 ust. 3 pkt. 4 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 2020, poz. 833 z późn. zm.), „Projekt założeń ...” powinien określać zakres współpracy z innymi gminami odnośnie sposobu pokrywania potrzeb energetycznych.

Miasto Bytom graniczy:

- z gminą Tarnowskie Góry (powiat tarnogórski),
- z gminą Radzionków (powiat tarnogórski),
- z gminą Zbrośławice (powiat tarnogórski),
- z gminą Piekary Śląskie (miasto na prawach powiatu),
- z gminą Chorzów (miasto na prawach powiatu),
- z gminą Świętochłowice (miasto na prawach powiatu),
- z gminą Ruda Śląska (miasto na prawach powiatu),
- z gminą Zabrze (miasto na prawach powiatu).

Wzajemną lokalizację ww. gmin przedstawiono na rysunku poniżej.

Rysunek 15-1 Gminy sąsiednie



W ramach prac związanych z opracowaniem „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Bytom” dokonano analizy istnie-

jących i przyszłych możliwych powiązań pomiędzy gminą Bytom, a ww. sąsiadującymi gminami.

Określony na tej podstawie zakres obecnej i możliwej w przyszłości współpracy, został przedstawiony władzom gmin bezpośrednio sąsiadujących, w ramach wystosowanej do nich korespondencji. Korespondencja z ww. gminami, w sprawie współpracy międzygminnej, została umieszczona w załączniku 5 do opracowania.

Współpraca między Bytomiem a gminami sąsiadującymi w zakresie poszczególnych systemów energetycznych, realizowana jest głównie przez eksploatatorów tych systemów. W ramach istniejącej infrastruktury technicznej dotyczącej transportu poszczególnych nośników energii, istnieją sieciowe powiązania miasta Bytom z gminami sąsiadującymi. Systemy istniejących powiązań przedstawiono w ramach przyjętego podziału na istniejące nośniki energetyczne.

System ciepłowniczy

Za wytwarzanie energii cieplnej i jej dystrybucję na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Bytomia odpowiadają:

- ➔ **Fortum Silesia S.A** z siedzibą w Zabrzu – przedsiębiorstwo prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła w kogeneracji tj. łącznie z energią elektryczną. Od I kw. 2019 r. funkcjonuje magistrala ciepłownicza łącząca systemy ciepłownicze Zabrze i Bytomia. W wyniku przeprowadzonych inwestycji funkcję podstawowego źródła zasilania systemu ciepłowniczego Bytomia pełni EC Nowe Zabrze, natomiast EC Miechowice jest źródłem rezerwowym. Dostawa ciepła z Elektrociepłowni do odbiorców zewnętrznych na terenie Bytomia realizowana jest przez przedsiębiorstwo PEC Bytom Sp. z o.o.
- ➔ **PPUH ENCo Sp z o.o.** z siedzibą w Bytomiu – przedsiębiorstwo prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii cieplnej. „EN-Co” wytwarza ciepło w kotłowni przy ul. Strzelców Bytomskich i dostarcza ciepło odbiorcom własnymi sieciami ciepłowniczymi.
- ➔ **U&R CALOR Sp. z o.o.** z siedzibą w Wojkowicach – przedsiębiorstwo prowadzi koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła. Firma posiada własną kotłownię zlokalizowaną w Bytomiu przy ul. Siemianowickiej. Dostarcza ciepło odbiorcom własnymi sieciami ciepłowniczymi.
- ➔ **PEC Bytom Sp. z o.o.** – przedsiębiorstwo prowadzi działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii cieplnej. PEC Bytom jest właścicielem i eksploatatorem Ciepłowni Radzionków zlokalizowanej w Radzionkowie oraz właścicielem i eksploatatorem systemów sieci ciepłowniczych „bytomskiego” i „radzionkowskiego”.

Stwierdzono bezpośrednie powiązania pomiędzy Gminą Bytom a Gminami:

- ➔ Radzionków – Ciepłownia Radzionków stanowi zasadnicze źródło zasilania systemu radzionkowskiego zasilającego północno-wschodnią część miasta Bytomia. Zarówno źródło, jak i sieci ciepłownicze tego systemu, należą do Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Bytom Sp. z o.o.,

- ➔ Zabrze – w 2019 r. uruchomiono magistralę łączącą systemy ciepłownicze miasta Zabrze i Bytomia, od tej pory podstawowym źródłem zasilającym m.s.c. Bytomia jest EC Nowe Zabrze (Fortum Silesia S.A),
- ➔ Wojkowice – powiązania organizacyjne – system wyspowy kotłowni U&R CALOR Sp. z o.o. (siedziba w Wojkowicach) zlokalizowanej na dawnych terenach huty Orzeł Biały w Bytomiu. Sieci jak i źródło zlokalizowane są na terenie Bytomia.

System elektroenergetyczny

Ze względu na charakter systemu elektroenergetycznego, obejmującego swoim zasięgiem rozległe obszary zasilania Lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego i Krajowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, koordynacja rozwoju infrastruktury energetycznej na obszarze miasta oraz gmin ościennych winna być w naturalny sposób zapewniona przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, działające na rozpatrywanym terenie tj.: TAURON Dystrybucja S.A., PSE S.A., PKP Energetyka S.A. poprzez istniejące powiązania sieciowe.

System gazowniczy

Współpraca z ww. gminami w zakresie systemu gazowniczego realizowana jest przez PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrzu poprzez istniejące powiązania sieciowe.

Współpraca w ramach organizacji związków międzygminnych

Gmina Bytom wchodzi w skład Górnośląsko-Zagłębiowskiej Metropolii (GZM), którą obecnie tworzy 41 miast i gmin z obszaru województwa śląskiego. Metropolia powstała na mocy ustawy o związku metropolitalnym w województwie śląskim, w której określono zakres działań związku oraz zadań do realizacji, m.in.: kształtowanie ładu przestrzennego, rozwój społeczny i gospodarczy obszaru, planowanie, koordynacja, integracja oraz rozwój publicznego transportu zbiorowego. Strategia działania GZM została określona w Programie działań strategicznych Górnośląsko-Zagłębiowskiej Metropolii do roku 2022. W następnej kolejności planowane jest opracowanie Strategii Rozwoju Górnośląsko-Zagłębiowskiej Metropolii na lata 2021 – 2027 z perspektywą do 2035 r.

Rynkowy zakup energii elektrycznej

Gmina Bytom uczestniczy aktualnie w Grupie Zakupowej Energii Elektrycznej na lata 2020-2021, w ramach Górnośląsko-Zagłębiowskiej Metropolii (GZM). W skład grupy w przetargu organizowanym w 2019 r. weszło 113 zamawiających, wśród których znalazły się również gminy nie należące do Metropolii. Łączny wolumen energii elektrycznej zamówionej przez grupę na lata 2020-2021 wyniósł ok. 1 TWh.

15.2 Możliwe przyszłe kierunki współpracy

Ustawa Prawo energetyczne, określająca zasady kształtowania polityki energetycznej, zasady i warunki zaopatrzenia oraz użytkowania paliw i energii, nakłada na organy samo-

rządowe, głównie gminne, obowiązek odpowiedniego planowania i następnie realizacji związanych z tym zagadnieniem zadań.

Zgodnie z art. 18 ust. 1 ww. ustawy do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy m.in. planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy.

Podstawowym w tym zakresie dokumentem są „Założenia do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” opracowywane przez gminę zgodnie z art. 19 ust. 1, a ich zakres określony jest w art. 19 ust. 3 ww. ustawy.

Zgodnie z otrzymaną korespondencją wszystkie gminy sąsiadujące z Bytomiem posiadają uchwalone „Projekty założeń do planu...”. Równocześnie gminy Tarnowskie Góry i Świątochłowice poinformowały o planowanej aktualizacji projektów.

Zakłada się, że ewentualna przyszła współpraca Bytomia z gminami sąsiednimi odnośnie pokrywania potrzeb energetycznych, realizowana będzie głównie na szczeblu określonych powyżej i powstałych w przyszłości przedsiębiorstw energetycznych (przy koordynacji ze strony władz gminnych).

W szczególności istotna jest współpraca pomiędzy gminami i przedsiębiorstwami energetycznymi przy wyznaczaniu rezerw terenowych dla przebiegu tras inwestycji liniowych (np. sieci gazociągów przesyłowych lub linii elektroenergetycznych o zasięgu ponad gminnym).

Integracja systemów ciepłowniczych

Zarówno miasto Bytom, jak i miasta z nim sąsiadujące, ze względu na przekroczenie standardów jakości powietrza zostały zobligowane do realizacji działań określonych w Programie ochrony powietrza (aktualny POP został uchwalony w dniu 22 czerwca 2020 r.). Priorytetowym zadaniem wskazanym w dokumencie jest zastąpienie niskosprawnych urządzeń grzewczych podłączeniem do sieci ciepłowniczej. Rozbudowa i integracja systemów ciepłowniczych jest działaniem, które może znacząco przyczynić się do ograniczenia emisji zanieczyszczeń, w tym z rozwiązań indywidualnych.

Modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczych powinna odbywać się zgodnie z propozycjami zawartymi w założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla poszczególnych miast Aglomeracji Górnośląskiej oraz planami i możliwościami dystrybutorów ciepła w poszczególnych miastach. Celem tych działań powinno być zapewnienie dostaw ciepła i przyłączy do sieci ciepłowniczej na obszarze objętym przekroczeniami norm jakości powietrza.

W dniu 31 grudnia 2015 r. nastąpiło połączenie spółek Fortum Bytom S.A. i Fortum Zabrze S.A. w wyniku czego powstała nowa spółka pod nazwą Fortum Silesia S.A. z siedzibą na terenie Zabrza przy ul. Wolności 416. Spółka przeprowadziła działania mające na celu integrację systemów ciepłowniczych Zabrze i Bytomia. Na przełomie 2018 i 2019 roku uruchomiono nową instalację energetycznego spalania paliw w Zabrzu: EC Nowe Zabrze, następnie w I kwartale 2019 r. uruchomiono magistralę ciepłowniczą o długości 10 km, łączącą systemy ciepłownicze miasta Zabrze i Bytomia. W związku z powyższym w 2019 r. Elektrociepłownia Nowe Zabrze przejęła funkcję podstawowego źródła zasilającego sys-

temy ciepłownicze obu miast. Zlokalizowana na terenie Bytomia EC Miechowice funkcjonuje obecnie jako źródło rezerwowe.

Współpraca miast Bytomia i Radzionkowa jest realizowana poprzez zasilanie z Ciepłowni Radzionków tzw. „radzionkowskiego” systemu ciepłowniczego, obsługującego północno-wschodnią część Bytomia. Właściciel systemu oraz źródła ciepła – PEC Bytom – planuje działania związane z modernizacją Ciepłowni Radzionków oraz analizuje możliwość i celowość połączenia systemów ciepłowniczych „radzionkowskiego” i „bytomskiego”.

Odnawialne źródła energii

W chwili obecnej brak jest przesłanek do współpracy między gminą Bytom a ww. sąsiadującymi gminami w zakresie odnawialnych źródeł energii. Ewentualne działania związane z wykorzystaniem energetycznym biomasy winny być przedmiotem dalszej wymiany informacji pomiędzy sąsiadującymi gminami. Wymiana tych informacji posłuży skoordynowaniu działań w zakresie zoptymalizowania obszarów, z których biomasa potencjalnie mogłaby być pozyskiwana dla konkretnego źródła energii. Z przeprowadzonej korespondencji z gminami sąsiadującymi z Bytomiem wynika, że dostępne zasoby biomasy występują na terenie:

→ Gminy Radzionków – zasoby biomasy w postaci:

- ✓ odpadów organicznych z konserwacji zieleni miejskiej – 13,34 Mg
- ✓ odpadów ulegających biodegradacji, odebranych od mieszkańców gminy w ramach systemu gospodarowania odpadami komunalnymi – ok. 1,1 tys. Mg.

W pozostałych gminach ewentualne pozyskiwane zasoby biomasy wykorzystywane są lokalnie.

16. Ocena wpływu systemów energetycznych na środowisko naturalne

16.1 Stan środowiska naturalnego – jakość powietrza

Ocenę jakości powietrza (na podst. ustawy z dn. 27.04.2001 r. - Prawo ochrony środowiska; t. j. Dz.U. 2020 poz. 1219) dokonuje się w strefach, wydzielonych na terenie danego województwa na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska o strefach z dn. 2.08.2012 r. (Dz.U. 2012 poz. 914). Zgodnie z ww. rozporządzeniem na terenie województwa śląskiego wydzielonych zostało 5 stref. Miasto Bytom należy do jednej z nich o nazwie: aglomeracja górnośląska.

Zgodnie z przepisami ww. ustawy – Prawo ochrony środowiska, Główny Inspektor Ochrony Środowiska (w tym Regionalne Wydziały Monitoringu Środowiska GIOŚ na poziomie województw) dokonuje corocznie oceny poziomów substancji w powietrzu w danej strefie, a następnie dokonuje klasyfikacji stref, dla każdej substancji odrębnie, według określonych kryteriów.

W 2019 roku monitoring stężeń zanieczyszczeń powietrza w województwie śląskim prowadzony był na 216 stanowiskach w 30 lokalizacjach. Na terenie Bytomia nie funkcjonuje żadna stacja pomiarowa śląskiego monitoringu powietrza.

Według „Rocznej oceny jakości powietrza w województwie śląskim – raport wojewódzki za rok 2019”, na obszarze strefy: aglomeracja górnośląska (do której zalicza się Miasto Bytom) stwierdzono następujące przekroczenia:

- ➔ dopuszczalnego stężenia średniorocznego pyłu zawieszonego PM10 ($40 \mu\text{g}/\text{m}^3$);
- ➔ dopuszczalnego stężenia dobowego pyłu zawieszonego PM10 ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3$);
- ➔ dopuszczalnego stężenia średniorocznego PM2,5 dla fazy I ($25 \mu\text{g}/\text{m}^3$, który był do osiągnięcia do dnia 1.01.2015 r.) oraz dopuszczalnego stężenia średniorocznego PM2,5 dla fazy II ($20 \mu\text{g}/\text{m}^3$, z terminem osiągnięcia do dnia 1.01.2020 r.);
- ➔ dopuszczalnego stężenia średniorocznego NO₂ ($40 \mu\text{g}/\text{m}^3$);
- ➔ poziomu docelowego benzo(a)pirenu ($1 \text{ ng}/\text{m}^3$),
- ➔ poziomu celu długoterminowego O₃ ($120 \mu\text{g}/\text{m}^3$).

Według oceny Regionalnego Wydziału Monitoringu Środowiska w Katowicach główną przyczyną przekroczeń stężeń dopuszczalnych dla pyłu PM10, PM2,5 oraz benzo(a)pirenu jest emisja z systemów indywidualnego ogrzewania budynków oraz w mniejszym stopniu emisja ze źródeł komunikacyjnych.

Przekroczenie standardów jakości powietrza na obszarze stref danego województwa wiąże się z koniecznością opracowania Programu ochrony powietrza (POP), którego realizacja powinna wpłynąć na ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza i poprawę jego jakości.

Dla stref województwa śląskiego opracowany został w 2020 roku „Program ochrony powietrza” (uchwała nr VI/21/12/2020 z dn. 22.06.2020 r. Sejmiku Województwa Śląskiego) w związku z przekroczeniem standardów jakości powietrza oraz docelowego poziomu

benzo(a)pirenu, które odnotowano w 2018 roku. Zaplanowane w POP działania ukierunkowane są głównie na redukcji emisji z sektora komunalno-bytowego (tj.: pochodzącej z indywidualnych systemów grzewczych). Określono również działania wspomagające związane głównie z prowadzeniem akcji promocyjnych i edukacyjnych.

W nawiązaniu do powyższego, szczególnie pozytywnym (bezpośrednim i długotrwałym) oddziaływaniem na środowisko będzie charakteryzować się przyjęty w Aktualizacji 2020 kierunek działań związany ze zmianą sposobu zasilania w ciepło – z ogrzewań, opartych o paliwo węglowe - na rozwiązania proekologiczne.

Wymiana indywidualnego, nieefektywnego ogrzewania węglowego w połączeniu z działaniami termomodernizacyjnymi na obiektach, jest jednym z najbardziej efektywnych sposobów likwidacji niskiej emisji.

16.2 Rodzaj i skala oddziaływania na środowisko

Podstawowymi czynnikami decydującymi o uciążliwości sektora energetycznego są emisje zanieczyszczeń zawierających przede wszystkim tlenki siarki i azotu, a także cząstki stałe. Istotnym zanieczyszczeniem emitowanym wraz z pyłami energetycznymi są również metale ciężkie, które deponowane są na powierzchni gruntu i wraz z opadami atmosferycznymi przenikają do głębszych warstw gleby.

Wielkość emisji z energetyki jest determinowana przez kilka czynników. W największym stopniu o uciążliwości sektora decyduje zapotrzebowanie na dostarczaną energię oraz paliwo, a następnie efektywność systemów ograniczania emisji.

Podstawowym polskim przepisem odnoszącym się do wielkości dopuszczalnej emisji zanieczyszczeń powietrza, w tym emisji ze źródeł energetycznych jest rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (t.j. Dz.U. 2019 poz. 1860). Rozporządzenie to określa standardy emisyjne z instalacji w zakresie wprowadzania zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do powietrza, zróżnicowane w zależności od rodzaju działalności, procesu technologicznego lub operacji technicznej oraz terminu oddania instalacji do eksploatacji, terminu zakończenia jej eksploatacji lub dalszego łącznego czasu jej eksploatacji.

Wielkości dopuszczalnych poziomów stężeń niektórych substancji zanieczyszczających w powietrzu oraz dopuszczalne częstości przekraczania poziomów stężeń dopuszczalnych, określone są w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz.U. 2012 poz. 1031 ze zm.).

Jak opisano w rozdz. 4 niniejszego opracowania wszystkie źródła zasilające zarówno centralne systemy ciepłownicze Bytomia (EC Zabrze, EC Nowe Zabrze, EC Miechowice, C. Radzionków), jak i systemy lokalne (Kotłownia CALOR, Kotłownia ENCo) funkcjonują na podstawie aktualnych pozwoleń zintegrowanych lub pozwoleń na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza, wydanych z uwzględnieniem ww. przepisów.

Przedstawione przez właścicieli tych źródeł aktualne dane dotyczące warunków technicznych i eksploatacyjnych ww. instalacji pozwalają stwierdzić, iż pracują one z zachowaniem dopuszczalnych standardów środowiskowych, określonych w tych pozwoleniach. Aktualne oddziaływanie tych instalacji na środowisko nie wykracza poza ramy nałożone wydanymi decyzjami w dziedzinie ochrony środowiska.

W kontekście istotnych oddziaływań na środowisko szczególnie pozytywny skutek (zwłaszcza dla jakości powietrza na terenie Bytomia) należy przypisać zrealizowanym przez Fortum Silesia S.A. i uruchomionym na przełomie lat 2019/2020 inwestycjom, związanym z

- ➔ budowę na terenie EC Zabrze nowego źródła kogeneracyjnego pracującego w podstawie, które obecnie zasila w ciepło odbiorców podłączonych do systemu zabrzańskiego i bytomskiego,
- ➔ budowę magistrali łączącej systemy ciepłownicze: EC Zabrze i EC Miechowice.

Powyższe działania pozwoliły na reorganizację funkcjonowania jednostek wytwórczych w EC Miechowice i odstawienie do rezerwy pracujących tam dwóch węglowych kotłów energetycznych OP-130 o łącznej mocy w paliwie 197,6 MWt. Wraz z wyłączeniem ww. jednostek ograniczona została emisja zanieczyszczeń pyłowych i gazowych do powietrza związana z energetycznym spalaniem węgla w tych kotłach. Dla nowych warunków pracy źródeł zlokalizowanych w EC Miechowice w Bytomiu, Fortum uzyskało pozwolenie zintegrowane wydane decyzją Prezydenta Miasta Bytomia, znak ZS.6223.6.2019 z dn. 05.12.2019 r. Połączenie centralnych systemów ciepłowniczych obu miast Zabrze i Bytomia przy pozyskaniu ciepła z wysokosprawnej kogeneracji, pozwoliło również na utrzymanie przez miejski system ciepłowniczy PEC-u Bytom, zasilanego ze źródeł Fortum Silesia S.A., statusu systemu efektywnego energetycznie. Oddziaływanie tego rodzaju inwestycji należy rozpatrywać w aspekcie skumulowanym i długofalowym, które odznaczać się będzie pozytywnym skutkiem szczególnie dla jakości powietrza i zdrowia ludzi.

Fortum Silesia S.A. dla ww. nowego źródła kogeneracyjnego w EC Zabrze uzyskał również pozwolenie zintegrowane (wydane przez Marszałka Województwa Śląskiego, decyzją nr 2756/OS/2017 z dn. 16.08.2017 r.), udzielone w ramach przeprowadzonego postępowania kompensacyjnego dla tego źródła.

Istotnie pozytywne oddziaływanie na jakość powietrza wykazują również planowane przez Fortum inwestycje w zakresie trwałego wyłączenia z eksploatacji rezerwowych kotłów węglowych OP-130 do dn. 31.12.2022 r. (EC Miechowice). Oddziaływanie to będzie miało charakter bezpośredni i trwały. Natomiast w perspektywie długoterminowej, jego skutki w postaci poprawy stanu jakości powietrza, będą również pozytywnie wpływać na zdrowie i życie ludzi.

Każdorazowo, realizacja nowego źródła wytwórczego związana będzie z zastąpieniem obecnie działających jednostek (bez konieczności wykorzystania dodatkowego terenu), a zakres i wielkość jego oddziaływania będzie mieścić się w granicach wyznaczonych przez pozwolenia wydane dla aktualnie funkcjonujących źródeł, to jest:

- pozwolenia zintegrowanego wydanego dla EC Miechowice (gm. Bytom),

- pozwolenia na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza z instalacji Ciepłowni Radzionków (gm. Radzionków).

Wymienione wyżej działania, jak również inne zadania inwestycyjne ukierunkowane na modernizację/przebudowę przestarzałych indywidualnych ogrzewań węglowych oraz stosowanie rozwiązań z wykorzystaniem OZE i poprawa sprawności wytwarzania energii, doprowadzą do zmniejszenia obciążenia środowiska poprzez redukcję wielkości zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery i poprawę jakości powietrza, które to skutki zaliczyć można do oddziaływań korzystnych o charakterze trwałym. Te korzystne efekty zostaną wzmocnione zwiększającym się stopniem wykorzystywania energii odnawialnych oraz działaniami związanymi z racjonalizacją użytkowania energii, zarówno w sferze jej wytwarzania, przesyłu, jak i wykorzystania u odbiorcy.

W przypadku budowy, rozbudowy i modernizacji sieci i urządzeń systemu ciepłowniczego, elektroenergetycznego i gazowniczego mogą wystąpić chwilowe negatywne oddziaływania na roślinność, głównie na terenach otwartych, dotychczas nie zainwestowanych. Przekształcenia środowiska wynikające z rozbudowy systemów energetycznych nie powinny być jednak znaczące, ze względu na fakt, że będą one ściśle związane z planowanym zagospodarowywaniem terenów i nie powinny wychodzić poza wytypowany do zagospodarowania teren. Budowa ww. sieci systemów energetycznych powinna uwzględniać istniejące uwarunkowania środowiska przyrodniczego, kulturowego i krajobrazu. Po realizacji inwestycji teren powinien zostać przywrócony do poprzedniego stanu, poprzez odtworzenie jego wartości użytkowych i przyrodniczych.

Szczególnie pozytywne oddziaływania o charakterze długoterminowym i trwałym, przypisuje się działaniom związanym z ograniczeniem niskiej emisji poprzez likwidację pieców i kotłowni indywidualnych opalanych paliwem stałym i podłączeniem odbiorców do miejskiego systemu ciepłowniczego oraz gazowniczego. Likwidacja przestarzałych urządzeń wytwarzających ciepło i energię; podnoszenie sprawności w źródłach o nieoptymalnych parametrach funkcjonowania, w powiązaniu z modernizacją sieci dystrybucyjnych – pozwoli na synergię długoterminowych oddziaływań pozytywnych, szczególnie na takie elementy środowiska jak powietrze, gleba, fauna i flora, jak również przyniesie korzystny wpływ na otoczenie i życie ludzi.

Szczególne znaczenie dla zdrowia ludzi ma redukcja emisji zanieczyszczeń. Można więc założyć, że każda poprawa stanu środowiska uzyskana w wyniku realizacji działań opisanych w APZ_2020 będzie pozytywnie oddziaływała na zdrowie ludzi i jakość ich życia (rozumianego jako proces biologiczny). Oddziaływanie to będzie miało zwykle charakter pośredni, a jego skutki dla zdrowia uwidoczniać się przeważnie w dalszej perspektywie czasu. Zmiana struktury zużywanych paliw, w tym zmniejszenie udziału paliw stałych połączona z modernizacją źródeł, będzie sprzyjać poprawie jakości wdychanego powietrza.

17. Możliwości dofinansowania zadań związanych z gospodarką energetyczną

W chwili obecnej w Polsce dostępne są następujące możliwości pozyskania środków finansowych na realizację zarówno działań inwestycyjnych, jak i badawczo-projektowych w dziedzinie energetyki:

- ➔ środki przedsiębiorstw energetycznych,
- ➔ środki własne inwestorów indywidualnych (mieszkańcy i samorządy terytorialne),
- ➔ środki partnerów prywatnych, angażowanych w realizację zadań w oparciu o formułę partnerstwa publiczno-prywatnego (PPP),
- ➔ środki pomocowe krajowe i zagraniczne fundusze, które dostępne są w formie preferencyjnych kredytów i dotacji.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej jest głównym organem działającym w zakresie finansowania przedsięwzięć z dziedziny ochrony środowiska, gospodarki wodnej i pokrewnych na terenie Polski. Na lata 2015-2020 przewidziano do realizacji szereg programów dofinansowania ze środków krajowych. Obecnie część z nich jest wygaszana, jednak realizowane są nowe projekty. W poniższej tabeli zostały scharakteryzowane programy związane z szeroko pojętą gospodarką energetyczną, które aktualnie są realizowane przez NFOŚiGW ze środków krajowych.

Tabela 17-1 Aktualne programy dofinansowania działań z zakresu ochrony środowiska i gospodarki energetycznej – NFOŚiGW

| Program / Fundusz | Cel / rodzaj inwestycji (działań), na które może być udzielane wsparcie | Beneficjent | Formy dofinansowania | Terminy składania wniosków |
|--|--|--|--|---|
| Racjonalne gospodarowanie odpadami i ochrona powierzchni ziemi – program priorytetowy „Zmniejszenie uciążliwości wynikających z wydobywania kopalin” | Ograniczenie negatywnego oddziaływania na środowisko wynikającego z wydobywania kopalin, likwidacji zakładów górniczych poprzez m.in.: <ul style="list-style-type: none"> - rekultywację gruntów na terenach zdegradowanych/zdewastowanych działalnością wydobywczą, - wprowadzanie technologii ograniczających emisję gazów cieplarnianych, lub powstawanie odpadów pochodzących z wydobywania lub przeróbki surowców w przemyśle wydobywczym, - uzdatnianie, odprowadzanie lub zagospodarowanie wód kopalnianych, - eliminowanie zagrożeń wynikających z zakresu budowy, użytkowania obiektów budowlanych lub wyrobisk górniczych, - doposażanie w sprzęt m.in. stacji ratownictwa górniczego, organów nadzoru górniczego, - wykonywanie prac badawczych w górnictwie | <ul style="list-style-type: none"> ➤ wsparcie w formie dotacji: <ul style="list-style-type: none"> - podmioty, dla których finansowanie zadań ze środków budżetu państwa jest wskazane w ustawach dotyczących górnictwa i których działalność regulują przepisy ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze - jednostki samorządu terytorialnego i ich związki - jednostki powołane do prowadzenia działań ratowniczych w górnictwie - podmioty wskazane w ustawach restrukturyzacyjnych dotyczących górnictwa; ➤ wsparcie w formie dotacji i pożyczki - instrument łączony bądź wyłącznie pożyczka: <ul style="list-style-type: none"> - przedsiębiorcy, tj. osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą, spółki prawa handlowego | <ul style="list-style-type: none"> ➤ dotacja lub pożyczka (do 100% kosztów kwalifikowanych), ➤ dotacja i pożyczka – instrument łączony (w formie dotacji do 30% kosztów kwalifikowanych i w formie pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych) | do 30.12.2026 r. (lub do wy-czerpania alokacji środków) |
| Racjonalne gospodarowanie odpadami i ochrona powierzchni ziemi – program priorytetowy „Racjonalna gospodarka odpadami” | Część 1) Selektywne zbieranie i zapobieganie powstawaniu odpadów: <ul style="list-style-type: none"> ➤ budowa lub modernizacja stacjonarnych punktów selektywnego zbierania odpadów komunalnych ➤ rozwój systemów selektywnego zbierania odpadów komunalnych – m.in. zakup pojemników do selektywnego zbierania odpadów komunalnych w miejscu powstawania, tworzenie lokalnych punktów selektywnego zbierania, zakup kompostowników przydomowych, zakup specjalistycznych środków transportu odpadów oraz maszyn i urządzeń do gromadzenia odpadów komunalnych selektywnie zebranych. | <ul style="list-style-type: none"> ➤ jednostki samorządu terytorialnego (jst) i ich związki, ➤ przedsiębiorcy, spółki prawa handlowego, spółdzielnie | <ul style="list-style-type: none"> ➤ dotacja (do 50% kosztów kwalifikowanych) ➤ pożyczka (do 100% kosztów kwalifikowanych) | do 30.06.2022 r. |

| Program / Fundusz | Cel / rodzaj inwestycji (działań), na które może być udzielane wsparcie | Beneficjent | Formy dofinansowania | Terminy składania wniosków |
|--|---|---|--|----------------------------|
| Racjonalne gospodarowanie odpadami i ochrona powierzchni ziemi – program priorytetowy „Racjonalna gospodarka odpadami” | Część 2) Instalacje gospodarowania odpadami: <ul style="list-style-type: none"> ➤ dostosowanie istniejących instalacji mechaniczno–biologicznego przetwarzania odpadów do przetwarzania odpadów komunalnych zbieranych selektywnie ➤ budowa nowych, rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji: <ul style="list-style-type: none"> a) odzysku, w tym recyklingu selektywnie zebranych odpadów komunalnych, w tym bioodpadów b) termicznego przekształcania odpadów wytworzonych z odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii w kogeneracji c) odzysku, w tym recyklingu odpadów innych niż komunalne, w tym odpadów wytworzonych z odpadów komunalnych d) unieszkodliwiania odpadów niebezpiecznych poprzez ich termiczne przekształcenie e) mających na celu zmniejszenie ilości wytwarzanych odpadów innych niż komunalne, wraz z towarzyszącą infrastrukturą służącą selektywnemu zbieraniu odpadów ➤ rozbudowa lub modernizacja części biologicznej istniejących instalacji mechaniczno –biologicznego przetwarzania odpadów, (bez zwiększania mocy przerobowej części mechanicznej w zakresie przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych) | <ul style="list-style-type: none"> ➤ jednostki samorządu terytorialnego (jst) i ich związki, ➤ przedsiębiorcy, spółki prawa handlowego, spółdzielnie ➤ samodzielne publiczne zakłady opieki zdrowotnej wyłącznie w przypadku przedsięwzięć, polegających na budowie, modernizacji i rozbudowie instalacji unieszkodliwiania odpadów niebezpiecznych poprzez ich termiczne przekształcenie dotyczących odpadów medycznych | <ul style="list-style-type: none"> ➤ dotacja (max do 50% kosztów kwalifikowanych) ➤ pożyczka (do 100% kosztów kwalifikowanych) | do 30.06.2022 r. |
| Racjonalne gospodarowanie odpadami i ochrona powierzchni ziemi – program priorytetowy „Ochrona powierzchni ziemi” | Część 1) Rekultywacja terenów zdegradowanych: <ul style="list-style-type: none"> ➤ rekultywacja powierzchni ziemi zdegradowanej działalnością człowieka rozumiana jako przywrócenie wartości użytkowych lub przyrodniczych w szczególności poprzez: usunięcie odpadów, remediację, działania naprawcze, w przypadku zaistnienia szkody w środowisku, ponowne kształtowanie funkcji lub przygotowanie do pełnienia nowych funkcji ➤ zamykanie i rekultywacja składowisk odpadów lub obiektów unieszkodliwiania odpadów wydobywczych. | <ul style="list-style-type: none"> ➤ jednostki samorządu terytorialnego (jst) i ich związki, ➤ podmioty publiczne działające w imieniu Skarbu Państwa ➤ osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą, przedsiębiorstwa państwowe, spółki prawa handlowego | pożyczka (do 100% kosztów kwalifikowanych) | do 30.06.2021 r. |



| Program / Fundusz | Cel / rodzaj inwestycji (działań), na które może być udzielane wsparcie | Beneficjent | Formy dofinansowania | Terminy składania wniosków |
|---|---|---|--|---|
| Mój Prąd | Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych. Warunki otrzymania dotacji: ➤ instalacja musi być zamontowana i podłączona do sieci elektroenergetycznej przed złożeniem wniosku o dofinansowanie (ale po dniu 23.07.2019 r.), ➤ moc instalacji musi zawierać się w przedziale 2-10 kW, ➤ produkcja energii wyłącznie na cele mieszkaniowe. | Osoby fizyczne wytwarzające energię elektryczną na własne potrzeby, które mają zawartą umowę kompleksową z Operatorem Sieci Dystrybucyjnej, regulującą kwestie związane z wprowadzeniem do sieci energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji. | dotacja – do 50% kosztów inwestycji, max 5000 zł (dotacja jest zwolniona z podatku PIT) * Koszty inwestycji, które nie zostały pokryte wsparciem z programu Mój Prąd można odliczyć od podatku – ulga termomodernizacyjna. | II nabór: do 18 grudnia 2020 roku (lub do wyczerpania alokacji środków) |
| Adaptacja do zmian klimatu oraz ograniczanie zagrożeń środowiska | Podniesienie poziomu ochrony przed skutkami zmian klimatu i zagrożeń naturalnych (m.in. zgodnie z kierunkami działań zapisanymi w „Strategicznym Planie Adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030” oraz poważnych awarii, usprawnienie usuwania ich skutków oraz wzmocnienie wybranych elementów zarządzania środowiskiem. | ➤ jednostki samorządu terytorialnego i ich związki oraz podmioty świadczące usługi publiczne w ramach realizacji zadań własnych jst, ➤ jednostki tworzące system szkolnictwa wyższego i nauki w rozumieniu ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce ➤ spółki prawa handlowego, przedsiębiorstwa państwowe, państwowe osoby prawne. | pożyczka (do 100% kosztów kwalifikowanych) | do 17.12.2021 r. (lub do wyczerpania alokacji środków) |
| Energia Plus | Zmniejszenie negatywnego oddziaływania przedsiębiorstw na środowisko, w tym poprawa jakości powietrza, poprzez wsparcie przedsięwzięć inwestycyjnych. <u>Rodzaj przedsięwzięć:</u> ➤ zmniejszenie zużycia surowców pierwotnych ➤ ograniczenie lub uniknięcie szkodliwych emisji do atmosfery ➤ przedsięwzięcia mające na celu poprawę efektywności energetycznej, a także zmierzające ku temu zmiany technologiczne w istniejących obiektach, instalacjach i urządzeniach technicznych ➤ nowe źródła ciepła i energii elektrycznej ➤ modernizacja/ rozbudowa sieci ciepłowniczych ➤ energetyczne wykorzystanie zasobów geotermalnych | Przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność gospodarczą. | ➤ dotacja (do 50% kosztów kwalifikowanych) ➤ pożyczka (do 85% kosztów kwalifikowanych) | do 18.12.2020 r. (lub do wyczerpania alokacji środków) |

| Program / Fundusz | Cel / rodzaj inwestycji (działań), na które może być udzielane wsparcie | Beneficjent | Formy dofinansowania | Terminy składania wniosków |
|--|---|---|--|--|
| Ciepłownictwo powiatowe – pilotaż | Zmniejszenie negatywnego oddziaływania przedsiębiorstw ciepłowniczych na środowisko, w tym poprawa jakości powietrza, poprzez wsparcie przedsięwzięć inwestycyjnych. <u>Rodzaj przedsięwzięć:</u> jak w programie Energia Plus | Spółki kapitałowe których przedmiotem działalności jest produkcja energii ciepłej na cele komunalno-bytowe, a udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego, w tym związku jednostek samorządu terytorialnego, jest nie mniejszy niż 70 %. Jednocześnie całkowita moc cieplna zamówiona systemu ciepłowniczego, w ramach którego prowadzona jest przedmiotowa działalność, wynosi nie więcej niż 50 MW. | <ul style="list-style-type: none"> ➤ dotacja (max do 50% kosztów kwalifikowanych) ➤ pożyczka (do 100% kosztów kwalifikowanych) | do 18.12.2020 r. (lub do wyczerpania alokacji środków) |
| Wsparcie projektów realizowanych w ramach POIiŚ 2014-2020 | „Wsparcie projektów realizowanych w ramach podziałania 1.1.1, działań 1.2, 1.5 i 1.6 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020”. dz. 1.1.1 - Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej dz. 1.2 - Promowanie efektywności energetycznej i korzystania z odnawialnych źródeł energii w przedsiębiorstwach dz. 1.5 - Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu dz. 1.6 - Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe | dz. 1.1.1 - przedsiębiorcy – wytwórcy energii z odnawialnych źródeł energii dz. 1.2 - przedsiębiorcy (duże przedsiębiorstwa) lub/i podmioty będące dostawcami usług energetycznych dz. 1.5 – przedsiębiorcy, jednostki samorządu terytorialnego oraz działające w ich imieniu jednostki organizacyjne, spółdzielnie mieszkaniowe, podmioty świadczące usługi publiczne w ramach realizacji obowiązków własnych jest dz. 1.6 – jak w 1.5 oraz podmioty będące dostawcami usług energetycznych | Pożyczka | do 20.12.2020 r. (lub do wyczerpania alokacji środków) |

Od 2018 r. realizowany jest rządowy program „Czyste powietrze” skierowany do osób fizycznych. Program ma na celu poprawę jakości powietrza oraz zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych poprzez wymianę źródeł ciepła i poprawę efektywności energetycznej budynków mieszkalnych jednorodzinnych. Dofinansowanie obejmuje wymianę starych i nieefektywnych źródeł ciepła na paliwo stałe na nowoczesne źródła ciepła spełniające najwyższe normy oraz przeprowadzenie niezbędnych prac termomodernizacyjnych budynku. Możliwa do uzyskania kwota dotacji może wynieść do 30 000 zł dla podstawowego poziomu dofinansowania i do 37 000 zł dla podwyższonego poziomu dofinansowania – wysokość dotacji jest uzależniona od dochodów gospodarstwa domowego. Dotacja może być połączona z termomodernizacyjną ulgą podatkową. Program ma być realizowany do 2029 r., przy czym podpisywanie umów z beneficjentami ma zostać zakończone w grudniu 2027 r.

NFOŚiGW pośredniczy w dofinansowaniu przedsięwzięć ze środków partnerów zagranicznych:

- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 – krajowy program wspierający za pośrednictwem środków unijnych gospodarkę niskoemisyjną, ochronę środowiska, przeciwdziałanie i adaptację do zmian klimatu, transport i bezpieczeństwo energetyczne. Zgodnie z harmonogramem POIiŚ w perspektywie 2014-2020 wszystkie nabory zostały zakończone.
Przygotowywana jest nowa perspektywa finansowa UE na lata 2021-2027 - Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST).
- Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego (MF EOG) oraz Norweski Mechanizm Finansowy (NMF) – tzw. fundusze norweskie – środki finansowe przekazane przez Norwegię, Islandię i Lichtenstein na realizację zadań z zakresu ochrony środowiska i gospodarki niskoemisyjnej. Aktualnie wydatkowane są środki z perspektywy finansowej 2014-2021. Prowadzone obecnie nabory dotyczą m.in. budowy/modernizacji systemów ciepłowniczych, rozwoju wysokosprawnej kogeneracji w przemyśle, poprawy efektywności energetycznej budynków szkolnych oraz łagodzenia skutków zmian klimatu.
Ponadto projekty dotyczące obszaru „Energia” współfinansowane są ze środków krajowych przez NFOŚiGW w ramach odrębnego programu priorytetowego pn. „Współfinansowanie projektów realizowanych w ramach Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014-2021”.
- Program LIFE – program działań na rzecz środowiska i klimatu – instrument finansowy Unii Europejskiej poświęcony współfinansowaniu projektów z dziedziny ochrony środowiska i klimatu. Ma na celu wdrażanie unijnego prawa oraz polityki w tym zakresie.

Dodatkową ścieżką realizacji inwestycji w wypadku braku kompletnego finansowania środkami własnymi jest partnerstwo publiczno-prywatne (PPP). PPP to forma współpracy pomiędzy organami publicznymi, a sektorem prywatnym. Istotą tej relacji są obustronne korzyści, dopasowane do stopnia realizowanych przez nie zadań. PPP umożliwia zarówno zwiększenie efektywności usług publicznych jak i zaoszczędzenie części środków publicznych, które można przeznaczyć na inne cele publiczne. Inwestorom prywatnym PPP daje

gwarancję przepływów pieniężnych ze źródeł publicznych, co w czasie kryzysu może mieć dla nich wielkie znaczenie. Partnerstwo Publiczno Prywatne polega na tym, iż partner prywatny zobowiązuje się do realizacji danego działania/zadania/przedsięwzięcia, za co otrzymuje wynagrodzenie od partnera publicznego. Może zostać również wynagrodzony w postaci korzyści, jakie może czerpać z realizowanej przez siebie inwestycji np. pobierając opłaty.

Korzyści wynikające z PPP:

- możliwość realizacji wszelakich inwestycji, bez posiadania środków finansowania, przez sektor publiczny,
- możliwość zdefiniowania całkowitych kosztów projektu przed rozpoczęciem inwestycji,
- ryzyko finansowe ponosi jedynie partner prywatny,
- akceleracja realizacji planów inwestycyjnych, dzięki doświadczeniu partnera prywatnego,
- wyższy standard usług,
- optymalizacja kosztów, oszczędność,
- zapewnienie finansowania (kapitału) inwestycji,
- finansowanie inwestycji bez obciążania limitu zobowiązań,
- większa kontrola i szansa negocjacji wszystkich aspektów koncesji,
- uregulowanie ustawowe np. brak protestów i odwołań.

18. Wnioski i zalecenia

Niniejsza „Aktualizacja Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Bytom” (Aktualizacja 2020) spełnia funkcję podstawowego dokumentu lokalnego planowania energetycznego i zgodnie z art. 18 ustawy Prawo energetyczne stanowi założenia dla planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze miasta Bytomia oraz podstawę planowania i organizacji działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze miasta.

Merytorycznie Aktualizacja 2020 spełnia wymagania ustawy Prawo energetyczne art. 19 i zawiera:

- ➔ ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- ➔ propozycje przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- ➔ ocenę możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz zagospodarowania ciepła odpadowego,
- ➔ propozycje możliwych do zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu aktualnie obowiązującej ustawy o efektywności energetycznej,
- ➔ analizę zakresu współpracy z innymi (sąsiadującymi) gminami.

Wymieniony projekt dokumentu po przyjęciu uchwałą Rady Miasta będzie spełniać funkcję podstawy formalnej i merytorycznej dla dalszych etapów planowania - w tym w szczególności dla:

- ➔ „Planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” - zgodnie z art.20 ustawy Prawo energetyczne, w sytuacji braku realizacji zapisów „Założeń...” przez odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne;
- ➔ „Planów rozwoju ...” przedsiębiorstw energetycznych działających i zamierzających działać na terenie miasta Bytomia w zakresie nowych potrzeb energetycznych oraz racjonalizacji produkcji i przesyłu, szczególnie ciepła - zgodnie z art.16 ustawy Prawo energetyczne;
- ➔ Szeroko rozumianego planowania przestrzennego - w szczególności w zakresie zabezpieczenia w nośniki energetyczne dla programowanych nowych obiektów i obszarów rozwoju oraz rezerwowania terenu na konieczne nowe urządzenia zaopatrzenia energetycznego

oraz stanowić będzie wsparcie dla beneficjentów chcących korzystać ze środków pomocowych UE dla realizacji zadań inwestycyjnych zawartych w ich planach rozwoju kompatybilnych z zapisami uchwalonych „Założeń...”.

1. Stan aktualny zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w mieście Bytomiu

Analiza stanu działania systemów energetycznych miasta Bytomia dała generalny obraz potrzeb energetycznych odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta, który przedstawia się według stanu na koniec 2019 roku następująco:

1.1. W zakresie potrzeb ciepłych:

→ zapotrzebowanie mocy cieplnej dla ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej – ogółem 495,4 MW, w tym:

- w budownictwie mieszkaniowym ~362,2 MW;
- pokrycie przez zasilanie z systemów ciepłowniczych – 229,6 MW (46%).

1.2. W zakresie dostaw gazu ziemnego:

→ roczne zużycie gazu ziemnego – ok. 23,0 mln m³ (Σwg PSG), w tym:

- gospodarstwa domowe – ok. 16 mln m³,
- na pokrycie potrzeb grzewczych w gospodarstwach domowych ponad 10 mln m³;

1.3. W zakresie dostaw energii elektrycznej:

→ roczne zużycie energii elektrycznej – ok. 466 GWh. w tym:

- gospodarstwa domowe – ok. 116 GWh (wg GUS).

2. Przewidywane zmiany zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe

Przewidywany przyrost zapotrzebowania na nośniki energetyczne dla nowego budownictwa do roku 2035, dla wariantu podstawowego oszacowano na poziomie:

2.1. W zakresie potrzeb ciepłych:

- w wariantcie podstawowym potrzeby cieplne nowych odbiorców wyniosą ~ 26,3 MW, w tym dla nowego budownictwa mieszkaniowego ~ 6,5 MW;
- przyrosty te praktycznie całkowicie równoważone będą spadkiem zapotrzebowania na skutek prowadzenia wszelkiego typu działań racjonalizacji użytkowania ciepła;
- około 9,5 MW z tych potrzeb może być pokryte przez podłączenie do systemu ciepłowniczego.

2.2. W zakresie dostaw energii elektrycznej:

Przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną dla nowych odbiorców w skali miasta liczony na poziomie źródłowym przewiduje się na:

- 2 ÷ 5 MW dla potrzeb nowej zabudowy mieszkaniowej liczony na poziomie stacji SN;
 - ok. 20 MW w sektorze przemysłu i usług komercyjnych – u odbiorcy;
- (szacunkowy przyrost zapotrzebowania liczony na poziomie WN rzędu ~7 MW).

2.3. W zakresie dostaw gazu ziemnego:

- przyrost godzinowego zapotrzebowania na gaz ziemny na poziomie źródłowym (SRP I^o) może osiągnąć wielkość 1 635 m³/h, przy przewidywanym wzroście zużycia o ok. 2 000 tys. Nm³/rok (przy uwzględnieniu potrzeb komunalnych i grzewczych nowego

budownictwa) dla odbiorców zlokalizowanych w obrębie oddziaływania istniejącego systemu gazowniczego;

→ wielkości te nie obejmują potrzeb technologicznych ewentualnych nowych przedsiębiorstw.

Przewiduje się, że odchylenia od przedstawionego powyżej poziomu mogą wynosić $\pm 30\%$ odpowiednio w wariantach optymistycznym i stagnacyjnym tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej oraz $+ 40$ i $- 50\%$ dla strefy rozwoju usług i przemysłu.

3. Możliwości pokrycia prognozowanego przyrostu zapotrzebowania

Określone powyżej wielkości zapotrzebowania mogą zostać pokryte na bazie istniejących systemów zaopatrujących miasto Bytom w energię, przy założeniu ich sukcesywnej modernizacji i rozbudowy. Decyzje, co do sposobu zaopatrzenia w ciepło winny być podejmowane w sytuacji sprecyzowanego sposobu i terminu zainwestowania terenów, w oparciu o analizy ekonomiczne aktualnych kosztów budowy i eksploatacji poszczególnych instalacji, analizę kierunków rozwoju rynku nośników energii oraz sugestie ze strony przyszłych odbiorców. Wstępne scenariusze zaopatrzenia obszarów rozwoju przedstawiono w rozdziale 12 niniejszej „Aktualizacji założeń...”. Każdorazowo należy rozpatrzyć tam, gdzie jest to zasadne, wprowadzenie wysokosprawnej kogeneracji i rozwiązań OZE szczególnie w nowych obiektach użyteczności publicznej. Szczególnie istotne jest w każdym przypadku prowadzenie działań mających na celu spełnienie wymogów dotyczących efektywności energetycznej w nowych obiektach oraz jej poprawy w ramach prowadzonych działań modernizacyjnych na obiektach istniejących.

4. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia miasta w ciepło

Zaopatrzenie w ciepło zabudowy mieszkaniowej realizowane jest w Bytomiu za pośrednictwem dwóch miejskich systemów ciepłowniczych tzw. bytomskiego i radzionkowskiego oraz systemów o zasięgu lokalnym i rozwiązań indywidualnych w oparciu o wykorzystanie gazu ziemnego i innych dostępnych lokalnie paliw.

Miejskie systemy ciepłownicze pokrywają około 46% potrzeb cieplnych Bytomia, w tym system bytomski blisko 38%.

W ostatnich latach zasilanie źródłowe „bytomskiego” systemu ciepłowniczego zostało w istotny sposób zreorganizowane. W 2015 r. w wyniku połączenia spółek Fortum Bytom S.A. i Fortum Zabrze S.A. powstała nowa spółka pod nazwą Fortum Silesia S.A. z siedzibą w Zabrzu. Przeprowadzona na przełomie 2018 i 2019 roku integracja systemu bytomskiego z nowo wybudowanym przez Fortum Silesia S.A. źródłem kogeneracyjnym w Zabrzu (EC Nowe Zabrze – pracujące w podstawie) za pomocą nowej magistrali (Fortum Silesia S.A.), pozwoliło na utrzymanie przez ten system ciepłowniczy statusu systemu efektywnego energetycznie. W dotychczasowym (do roku 2018) podstawowym źródle „bytomskiego” systemu ciepłowniczego - EC Miechowice - odstawione zostały do rezerwy kotły energetyczne 2xOP-130, które z racji posiadanej derogacji ciepłowniczej i ze względu na wysoki stopień wyeksploatowania zostaną całkowicie wyłączone po dniu 31.12.2022 r., w eksploatacji pozostały: kocioł węglowy i kotły olejowe.

Działania powyższe wpłynęły na zmianę statusu EC Miechowice z elektrociepłowni na ciepłownię szczytowo-rezerwową.

Analiza dostępnej mocy wytwórczej w źródłach EC Zabrze i C. Miechowice od roku 2023 (po wyłączeniu z eksploatacji kotłów parowych) w warunkach pracy przeliczonych na obliczeniowe (minimalna temp. otoczenia -20°C) wskazuje, że może ona być w pełni wykorzystana bez pozostawienia rezerw.

Wymagana jest wyprzedzająca kontrola relacji: wielkość mocy dyspozycyjnej ww. źródeł a łączne zapotrzebowanie mocy odbiorców z systemu bytomskiego i zabrzańskiego, szczególnie w sytuacji przewidywanego przyłączenia do systemu bytomskiego nowych odbiorców, m.in. z terenu Zabrza w ramach włączenia systemów lokalnych zasilanych obecnie z przewidywanych do likwidacji kotłowni Rokitnica i Helenka (ZPEC Zabrze).

Dla Ciepłowni Radzionków wyposażonej w relatywnie nowe jednostki kotłowe i posiadającej rezerwy mocy zainstalowanej w stosunku do zapotrzebowania wynikającego z mocy zamówionej systemu „radzionkowskiego”, podjęta została decyzja o przerwaniu realizacji projektu modernizacji – rozbudowy źródła o instalację wysokosprawnej kogeneracji na węglu z uwagi na zmieniające się uwarunkowania formalno-prawne i pojawiające się ryzyka związane z pozostawieniem źródła w układzie mono paliwowym w kontekście tendencji sukcesywnego odchodzenia od węgla jako paliwa podstawowego, w tym ryzyka związane z wymaganiami ochrony środowiska i klimatu i ryzyka finansowe.

W opracowanej nowej koncepcji modernizacji Ciepłowni wzięto pod uwagę zarówno zapewnienie ciągłości zaopatrzenia odbiorców w ciepło oraz zabezpieczenie ich przed nadmiernym wzrostem cen, jak i rozwój systemu ciepłowniczego w kierunku uzyskania statusu systemu efektywnego energetycznie (m.in. połączenie układu kogeneracji na gazie ziemnym z odnawialnymi źródłami energii) oraz perspektywiczne wykorzystanie innowacyjnych technologii (technologie wodorowe, ITPO). Rozważane są techniczne warianty modernizacji, zakładające utrzymanie systemu „radzionkowskiego” jako autonomicznego systemu ciepłowniczego oraz potencjalne możliwości połączenia systemu „bytomskiego” i „radzionkowskiego”, co byłoby wskazane w przypadku realizacji wariantu modernizacji Ciepłowni Radzionków zgodnie ze scenariuszem uwzględniającym uzyskanie docelowo statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Rozwiązanie to pozwoliłoby na pełne, efektywne wykorzystanie w sezonie letnim pracy zastosowanego układu kogeneracyjnego.

Z uwagi na to, że pierwsze wymagane działania związane z dotrzymaniem wymagań środowiskowych winny zakończyć się przed końcem 2024 roku (np. odsiarczanie dla kotłów węglowych), co wiąże się z perspektywą poniesienia relatywnie wysokich kosztów nie dających szansy na ich zwrot, konieczne jest podjęcie decyzji odnośnie wstępnego wyboru kierunku działań i uruchomienia pierwszego kroku najpóźniej w 2022 roku. W szczególności dotyczyć to powinno decyzji inwestycyjnych, które mogą być powiązane z przyszłym statusem kotła WR-29N i potencjalnie wymaganymi działaniami pod kątem ochrony środowiska (status kotła szczytowego pozwoli na brak konieczności inwestowania dla niego w dodatkowe instalacje ochrony powietrza).

Lokalne systemy ciepłownicze wymagają przeprowadzenia działań modernizacyjnych celem podniesienia sprawności funkcjonowania.

W ostatnich latach nastąpił znaczny wzrost udziału sieci preizolowanych w systemie ciepłowniczym Bytomia – obecnie sieci w preizolacji stanowią ponad 80% łącznej długości sieci (w 2013 r. ich udział stanowił ok. 50%). Węzły cieplne są sukcesywnie modernizowa-

ne, co przekłada się na wysoką jakość ich pracy oraz racjonalizację zużycia energii cieplnej.

Sieci lokalnych systemów ciepłowniczych, z uwagi na utrzymujący się wciąż duży odsetek sieci kanałowych (których wiek przekracza 30 lat) charakteryzują się znacznymi wielkościami strat ciepła na przesyle.

5. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia miasta w energię elektryczną

Infrastruktura elektroenergetyczna TAURON Dystrybucja S.A. spełnia w zakresie stanu technicznego wymagania obowiązujących norm i przepisów oraz jest eksploatowana w sposób zgodny z obowiązującymi przepisami eksploatacyjnymi. Stan techniczny jest monitorowany w sposób ciągły przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, dzięki czemu istniejąca infrastruktura elektroenergetyczna zapewnia ciągłość dostawy energii elektrycznej dla odbiorców zlokalizowanych na terenie Bytomia. Wykonując obowiązujące przepisy ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych wydanych na jej podstawie, wymieniony Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnia niezbędną koordynację rozwoju sieci elektroenergetycznych na obszarze Bytomia i gmin ościennych. Utrzymanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest uzależnione od realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, sporządzanych przez właściwych operatorów systemów dla obszarów swojego działania oraz od uwzględnienia w tych planach potrzeb energetycznych wynikających z miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego i kierunków rozwoju gminy określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego.

Wyzwaniem dla przedsiębiorstw energetycznych jest realizacja wymagań w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej stacji ładowania pojazdów elektrycznych nałożonych ustawą o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

6. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia miasta w gaz sieciowy

Stan techniczny elementów systemu gazowniczego w Bytomiu, będącego w gestii Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze, pozwala na stwierdzenie o istnieniu zdolności przesyłowych działających stacji SRP I^o i sieci rozdzielczych średniego ciśnienia dla zaspokojenia potrzeb obecnych oraz pojawiających się nowych odbiorców. Realizacja planu rozwoju oraz planu inwestycyjnego przedsiębiorstwa na najbliższe lata przyczyni się do poprawy warunków zasilania miasta (przebudowa gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Tworzeń-Łagiewniki) oraz rozszerzenia obszaru oddziaływania sieci gazowej w związku z planowaną rozbudową sieci średniego ciśnienia.

Istotne jest współdziałanie z PEC Bytom w zakresie zapewnienia i koordynacji harmonogramu dostaw gazu przy podjęciu decyzji o modernizacji C. Radzionków z systematyczną rozbudową źródła o jednostki wytwórcze wykorzystujące gaz ziemny jako paliwo.

Główne zadania stojące przed przedsiębiorstwem to: zaopatrzenie nowych terenów rozwojowych miasta oraz zapewnienie bezpieczeństwa zasilania wszystkich odbiorców poprzez między innymi sukcesywną modernizację istniejącej infrastruktury. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych determinuje realizację przez PSG działań związanych z budową stacji tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG).

7. Strategiczne cele miasta Bytom w obszarze energetyki komunalnej

Na podstawie przeprowadzonych analiz w niniejszym opracowaniu oraz biorąc pod uwagę Założenia polityki energetycznej państwa i zapisy lokalnych i regionalnych dokumentów planistycznych i strategicznych określono główne cele Miasta w obszarze realizacji obowiązku organizowania i planowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze miasta:

Cel nr 1 - Zapewnienie w perspektywie krótkoterminowej i wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu Bytomia z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych.

Cel nr 2 - Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Bytomia.

Cel nr 3 - Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia w energię odbiorców z terenu miasta (Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników).

Cel nr 4 - Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości.

Cel nr 5 - Edukacja i promocja w obszarze szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii.

Cel nr 6 - Promowanie i wspieranie wprowadzania nowych, innowacyjnych technologii wytwarzania energii

W ramach ww. celów strategicznych analizy wskazały na konieczność podjęcia przez Miasto, samodzielnie lub we współpracy np. z przedsiębiorstwami energetycznymi, realizacji następujących zadań:

Cel nr 1 - Zapewnienie w perspektywie krótkoterminowej i wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu Bytomia z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych

Zadanie C1.Z1 – Modernizacja / rozbudowa źródeł systemowych i ewentualna integracja systemów ciepłowniczych dla spełnienia warunków efektywnego wytwarzania energii cieplnej i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw (przedsiębiorstwa energetyczne).

Zadanie C1.Z2 - Opracowanie procedur organizacyjnych na wypadek awarii w poszczególnych systemach energetycznych (przedsiębiorstwa energetyczne + Miasto).

Zadanie C1.Z3 – Ciągły monitoring stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji ciepła, energii elektrycznej i gazu sieciowego na obszarze miasta (PE + Miasto).

Zadanie C1.Z4 – Ciągły monitoring kosztów energii i jej nośników w aspekcie utrzymania akceptowalnych warunków dla odbiorców końcowych (Miasto).

Zadanie C1.Z5 – Zakup energii w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu miasta, w pierwszej kolejności dla jednostek podległych Miastu (Miasto).

Cel nr 2 - Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Bytomia

Zadanie C2.Z1 - Koordynacja operacyjna zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych i współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Zgodnie z art. 18 ustawy Prawo energetyczne, planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy (w tym również dla nowego budownictwa) stanowi zadanie własne Gminy, którego realizacji podjąć się mają, za przyzwoleniem Gminy, odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne. Zadaniem Miasta w tym zakresie winno być gromadzenie informacji o najbliższych planowanych inwestycjach i zgłaszanie ich corocznie do odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych celem ujęcia w planach rozwoju. Do zakresu zadań Miasta powinno również wejść ciągłe monitorowanie planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych działających na jego obszarze i analiza ich zgodności z uchwalonymi „Założeniami...”.

Zadanie C2.Z2 Koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów administracyjnych w celu zapewnienia realizacji zaopatrzenia w nośniki energii nowych jej użytkowników na warunkach ustalonych w dokumentach planistycznych.

Zadanie C2.Z3 Stymulowanie działań inwestorów dla zastosowania rozwiązań opartych o:

- podłączenie do systemu ciepłowniczego,
- wykorzystanie lokalnych układów kogeneracji z zastosowaniem np. gazu ziemnego jako paliwa,
- wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Zadanie C2.Z4 Zapewnienie oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych.

Cel nr 3- Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia w energię odbiorców z terenu miasta (Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników)

Zadanie C3.Z1 - Zarządzanie zużyciem i kosztami energii w jednostkach miejskich (Miasto).

Racjonalizacja gospodarki energią w jednostkach miejskich wymaga, z uwagi na specyfikę ich eksploatacji, ciągłych i wnikliwych obserwacji. Istotnym jest efektywne wykorzystanie utworzonej w Urzędzie Miasta bazy danych o jednostkach gminnych, jako podstawy monitoringu zużycia energii i kosztów energii oraz optymalizacji kierunków postępowania zarówno w zakresie warunków zakupu, jak i wskazania kierunków działań dla poprawy efektywności jej wykorzystania.

Zadanie C3.Z2 - Stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji” (Miasto).

Planując działania w zgodzie ze standardami ochrony środowiska Gmina powinna kontynuować działania edukacyjne i stymulacyjne dla przedsięwzięć mających na celu zmianę sposobu zasilania w ciepło - z niskosprawnych, opartych o paliwo węglowe - na rozwiązania proekologiczne, tj. podłączenia do miejskiego systemu ciepłowniczego, systemu gazowniczego oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Oszacowano, poziom zapotrzebowania mocy cieplnej przewidywanej do zmiany sposobu zaopatrzenia na niskoemisyjną na około 110 MW.

Istotnym zadaniem jest kontynuacja działań związanych z dofinansowywaniem odbiorców indywidualnych, tj. PONE.

Zadanie C3.Z3 – Podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających (przedsiębiorstwa energetyczne; rolą Miasta koordynacja).

Zadanie C3.Z4 – Podniesienie efektywności użytkowania ciepła poprzez ograniczanie zużycia energii użytecznej w ramach działań związanych z:

- termomodernizacją budynków mieszkalnych wielorodzinnych i obiektów miejskich,
- wspieraniem działań termomodernizacyjnych i modernizacji systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej.

Zadanie C3.Z5 – Sukcesywna modernizacja systemu oświetlenia ulicznego.

Realizacja UM we współpracy z TAURON Dystrybucja S.A.

Cel nr 4 - Rozwijanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalnie zidentyfikowane możliwości

Zadanie C4.Z1 Planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich.

Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) na terenie Bytomia ukierunkowany powinien być na wykorzystanie energii słonecznej i pomp ciepła. Zakłada się, że Miasto powinno stymulować rozwój OZE wśród odbiorców indywidualnych i we własnych zasobach na obszarach nie objętych zasięgiem m.s.c. W zakresie obiektów gminnych każdorazowo decyzję o modernizacji źródła ciepła w obiektach użyteczności publicznej należy poprzedzić analizą możliwości zastosowania w obiekcie odnawialnych źródeł energii lub wysoko-sprawnej mikrokogeneracji.

Zadanie C4.Z2 Tworzenie zachęt ekonomicznych i administracyjnych do budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach na terenie miasta.

Cel nr 5 - Edukacja i promocja w obszarze szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii

Zadanie C5.Z1 Opracowanie planu działań odnośnie zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej dla jednostek sektora publicznego z terenu miasta.

Zadanie C5.Z2 Opracowanie planu działań edukacyjnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii oraz jego realizacja.

Zadanie C5.Z3 Promocja działań Miasta w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii poprzez zamieszczenie informacji na temat zrealizowanych działań i ich efektów w środkach masowego przekazu.

Cel nr 6 - Promowanie i wspieranie wprowadzania nowych, innowacyjnych technologii wytwarzania energii

Zagadnienie dotyczy promowania i wspierania dążenia do zastosowania innowacyjnych rozwiązań technologicznych wytwarzania energii (zarówno cieplnej, jak i elektrycznej) w zakresie organizacyjnym, formalno-proceduralnym i pozyskania środków.

Zadanie C6.Z1 Wspieranie inicjatyw i działań przedsiębiorstw.

Zadanie C6.Z2 Tworzenie łańcucha powiązań w różnych dziedzinach gospodarki komunalnej.

Zadanie C6.Z3 Rozwijanie strategii i projektów transformacji energetycznej - poszukiwanie rozwiązań możliwych do wsparcia niezbędnej transformacji z paliw kopalnych na energię ze źródeł odnawialnych.

8. Operacyjnie realizacja zadań C1.Z4, C1.Z5 i C3.Z1 wymaga wdrożenia programu monitorowania i zarządzania zakupem i zużyciem energii w wytypowanych obiektach.

W strukturach Miasta funkcjonuje stanowisko „Pełnomocnika Prezydenta ds. energetyki”, którego zadaniem jest nadzorowanie realizacji zadań w celu zapewnienia, zgodnej z założeniami polityki UE i Polski, racjonalizacji użytkowania energii przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa i ciągłości zasilania mieszkańców, przy spełnieniu akceptowalnych społecznie warunków ekologicznych i ekonomicznych.

W związku z rosnącą ilością zadań, jakie winny być realizowane przez służby Urzędu Miasta w ramach zagadnień związanych z energetyką, a w szczególności rozszerzenia działań dotyczących poprawy efektywności energetycznej rekomendowane jest rozszerzenie zakresu działań Pełnomocnika Prezydenta ds. Energetyki – propozycje zaprezentowano w rozdziale 11.5.

9. Opracowana „Aktualizacja projektu założeń...” po przyjęciu uchwałą Rady Miejskiej Bytomia stanowić będzie dokument „lokalnego planowania energetycznego”, którego wdrożenie i formy realizacji dalszych działań powinny stanowić zobowiązanie dla władz Miasta i powinny podlegać bieżącemu monitorowaniu przez stosowne komisje Rady.
10. Kolejną aktualizację dokumentu winno się przeprowadzać po upływie 3 lat od daty uchwalenia niniejszej wersji dokumentu (zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne). Jest to szczególnie istotne ze względu na fakt, iż w chwili obecnej opracowywana jest aktualizacja obowiązującego Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Gminy Bytom oraz nowe miejscowe plany zagospodarowania, gdzie przewiduje się wprowadzenie zmian dotyczących kierunków zagospodarowania przestrzennego, co może mieć istotny wpływ na wielkość zapotrzebowania na nośniki energii.



Bilans - stan istniejący 2019 r.

| Jednostki bilansowe | A | B | C | D | E | F | G | H | I | ŁĄCZNIE MIASTO BYTOM |
|--|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|-------------|----------------------------|
| GAZ | 6,49 | 12,57 | 0,70 | 0,22 | 0,22 | 28,41 | 12,01 | 0,20 | 0,00 | 60,82 |
| <i>budownictwo mieszkaniowe</i> | 5,89 | 11,67 | 0,70 | 0,22 | 0,12 | 23,15 | 9,45 | 0,20 | 0,00 | 51,40 |
| <i>obiekty użyteczności publicznej</i> | 0,60 | 0,90 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 1,65 | 1,86 | 0,00 | 0,00 | 5,11 |
| <i>przemysł i usługi</i> | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,61 | 0,70 | 0,00 | 0,00 | 4,31 |

| SYSTEM CIEPŁOWNICZY | brak | Radzionkowski | Radzionkowski + ENCo | mag. Miechowice | spinka + Karb | mag. Płn + SRC | mag. Płd+ SRC | U&R CALOR | Radzionkowski | ŁĄCZNIE MIASTO BYTOM |
|--|-------------|---------------|-------------------------|--------------------|------------------|----------------------|---------------------|--------------|---------------|----------------------------|
| S.C. | 0,00 | 25,77 | 11,46 | 36,89 | 27,99 | 72,14 | 52,19 | 1,64 | 1,50 | 229,58 |
| <i>budownictwo mieszkaniowe</i> | 0,00 | 21,94 | 6,45 | 25,88 | 7,32 | 28,23 | 42,80 | 0,47 | 0,00 | 133,10 |
| <i>obiekty użyteczności publicznej</i> | 0,00 | 3,83 | 2,38 | 7,15 | 1,19 | 27,85 | 6,90 | 0,19 | 0,00 | 49,48 |
| <i>przemysł i usługi</i> | 0,00 | 0,00 | 2,64 | 3,86 | 19,47 | 16,06 | 2,50 | 0,98 | 1,50 | 47,00 |
| WĘGIEL | 9,20 | 9,21 | 1,03 | 17,21 | 14,11 | 94,61 | 24,54 | 2,74 | 0,55 | 173,21 |
| <i>budownictwo mieszkaniowe</i> | 8,86 | 8,00 | 1,03 | 17,12 | 11,13 | 87,43 | 21,00 | 1,16 | 0,00 | 155,72 |
| <i>obiekty użyteczności publicznej</i> | 0,34 | 0,90 | 0,00 | 0,10 | 0,21 | 4,74 | 0,00 | 0,55 | 0,55 | 7,39 |
| <i>przemysł i usługi</i> | 0,00 | 0,31 | 0,00 | 0,00 | 2,78 | 2,45 | 3,54 | 1,03 | 0,00 | 10,10 |
| INNE | 0,72 | 1,96 | 0,38 | 1,45 | 5,37 | 16,14 | 4,48 | 0,05 | 0,20 | 30,75 |
| <i>budownictwo mieszkaniowe</i> | 0,72 | 1,79 | 0,38 | 1,35 | 0,45 | 12,83 | 4,04 | 0,05 | 0,00 | 21,61 |
| <i>obiekty użyteczności publicznej</i> | 0,00 | 0,11 | 0,00 | 0,11 | 0,42 | 3,11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,74 |
| <i>przemysł i usługi</i> | 0,00 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 4,50 | 0,20 | 0,44 | 0,00 | 0,20 | 5,39 |

| Jednostki bilansowe | A | B | C | D | E | F | G | H | I | ŁĄCZNIE MIASTO BYTOM |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|-------------|-------------|----------------------------|
| OZE | 0,10 | 0,10 | 0,00 | 0,05 | 0,00 | 0,20 | 0,29 | 0,00 | 0,35 | 1,09 |
| <i>budownictwo mieszkaniowe</i> | <i>0,10</i> | <i>0,10</i> | <i>0,00</i> | <i>0,05</i> | <i>0,00</i> | <i>0,05</i> | <i>0,05</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,35</i> |
| <i>obiekty użyteczności publicznej</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,15</i> | <i>0,24</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,39</i> |
| <i>przemysł i usługi</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,00</i> | <i>0,35</i> | <i>0,35</i> |
| RAZEM | 16,51 | 49,61 | 13,58 | 55,83 | 47,68 | 211,50 | 93,51 | 4,62 | 2,60 | 495,44 |
| <i>budownictwo mieszkaniowe</i> | <i>15,57</i> | <i>43,50</i> | <i>8,56</i> | <i>44,62</i> | <i>19,02</i> | <i>151,70</i> | <i>77,33</i> | <i>1,88</i> | <i>0,00</i> | <i>362,18</i> |
| <i>obiekty użyteczności publicznej</i> | <i>0,94</i> | <i>5,74</i> | <i>2,38</i> | <i>7,35</i> | <i>1,92</i> | <i>37,49</i> | <i>9,00</i> | <i>0,74</i> | <i>0,55</i> | <i>66,11</i> |
| <i>przemysł i usługi</i> | <i>0,00</i> | <i>0,37</i> | <i>2,64</i> | <i>3,86</i> | <i>26,75</i> | <i>22,31</i> | <i>7,18</i> | <i>2,01</i> | <i>2,05</i> | <i>67,15</i> |

ZAŁĄCZNIK 2

Tabela 1. Charakterystyka obszarów rozwoju zabudowy mieszkaniowej

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie obszaru | Powierzchnia obszaru pod zabudowę | Przyrost zabudowy dla pełnego wykorzystania terenów przewidywanych po zabudowę mieszkaniową | | Maksymalny przewidywany przyrost zabudowy dla obszaru do 2025. | | | Maksymalny przewidywany przyrost zabudowy dla obszaru w okresie 2026 – 2035 | | |
|---------------------------------|--------------------|-----------------------------------|---|-----------------------|--|----------------|-------------------|---|----------------|-------------------|
| | | | Ilość mieszkań | Powierzchnia użytkowa | Stopień wykorzystania do 2025 r. | Ilość mieszkań | Pow. użytkowa | Stopień wykorzystania 2026 - 2035 | Ilość mieszkań | Pow. użytkowa |
| | | [ha] | | [m ²] | | | [m ²] | | | [m ²] |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| A | MJ1 | 52,2 | 611 | 91 650 | 10% | 61 | 9 150 | 20% | 122 | 18 300 |
| A | MJ2 | 44,8 | 522 | 78 300 | 10% | 52 | 7 800 | 20% | 104 | 15 600 |
| A | MJ3 | 19,6 | 225 | 33 750 | 10% | 22 | 3 300 | 20% | 45 | 6 750 |
| A | MJ4_A | 20,3 | 223 | 33 450 | 10% | 22 | 3 300 | 20% | 44 | 6 600 |
| A | MJ4_B | 25,8 | 289 | 43 350 | 10% | 28 | 4 200 | 20% | 57 | 8 550 |
| A | MJ4_C | 27,0 | 304 | 45 600 | 20% | 60 | 9 000 | 40% | 121 | 18 150 |
| A | MJ5 | 1,3 | 5 | 750 | 10% | 1 | 150 | 20% | 2 | 300 |
| A | MJ6 | 9,5 | 104 | 15 600 | 10% | 10 | 1 500 | 20% | 20 | 3 000 |
| A | MJ7 | 19,3 | 221 | 33 150 | 10% | 22 | 3 300 | 20% | 44 | 6 600 |
| A | MJ8 | 23,7 | 274 | 41 100 | 5% | 13 | 1 950 | 10% | 27 | 4 050 |
| A | MJ9 | 7,5 | 80 | 12 000 | 10% | 8 | 1 200 | 20% | 16 | 2 400 |
| Razem A | | 251,0 | 2 858 | 428 700 | | 299 | 44 850 | | 602 | 90 300 |
| B | MJ10 | 12,8 | 173 | 25 950 | 10% | 17 | 2 550 | 20% | 34 | 5 100 |
| B | MW1 | 10,9 | 871 | 43 550 | 5% | 43 | 2 150 | 10% | 87 | 4 350 |
| B | MJ40 | 1,9 | 21 | 3 150 | 5% | 1 | 150 | 20% | 4 | 600 |
| B | MJ12 | 21,3 | 293 | 43 950 | 10% | 29 | 4 350 | 20% | 5 | 750 |
| B | MJ13 | 3,8 | 53 | 7 950 | 10% | 5 | 750 | 20% | 10 | 1 500 |
| B | MJ14 | 0,7 | 10 | 1 500 | 10% | 1 | 150 | 20% | 2 | 300 |
| B | MJ15 | 1,3 | 12 | 1 800 | 20% | 2 | 300 | 40% | 4 | 600 |
| B | MJ16 | 6,7 | 88 | 13 200 | 10% | 8 | 1 200 | 20% | 17 | 2 550 |
| B | MJ17 | 2,2 | 25 | 3 750 | 10% | 2 | 300 | 20% | 5 | 750 |
| B | MJ18 | 2,5 | 35 | 5 250 | 10% | 3 | 450 | 20% | 7 | 1 050 |
| B | MJ19 | 3,1 | 38 | 5 700 | 10% | 3 | 450 | 20% | 7 | 1 050 |
| B | MJ20 | 4,3 | 55 | 8 250 | 10% | 5 | 750 | 20% | 11 | 1 650 |
| B | MJ50 | 3,8 | 48 | 7 200 | 20% | 9 | 1 350 | 40% | 19 | 2 850 |
| Razem B | | 75,3 | 1 722 | 171 200 | | 128 | 14 900 | | 212 | 23 100 |
| C | MW3 | 2,9 | 230 | 11 500 | 0% | 0 | 0 | 50% | 115 | 5 750 |
| Razem C | | 2,9 | 230 | 11 500 | | 0 | 0 | | 115 | 5 750 |
| D | MU5 | 2,6 | 102 | 5 100 | 10% | 10 | 500 | 20% | 20 | 1 000 |
| D | MW6 | 2,6 | 208 | 10 400 | 0% | 0 | 0 | 20% | 41 | 2 050 |
| D | MW7 | 0,9 | 69 | 3 450 | 0% | 0 | 0 | 40% | 27 | 1 350 |
| D | MU8 | 2,2 | 87 | 4 350 | 30% | 26 | 1 300 | 40% | 34 | 1 700 |
| D | MU9 | 3,3 | 130 | 6 500 | 30% | 39 | 1 950 | 30% | 39 | 1 950 |
| D | MJ21 | 5,1 | 71 | 10 650 | 10% | 7 | 1 050 | 20% | 14 | 2 100 |
| D | MJ22 | 3,2 | 44 | 6 600 | 0% | 0 | 0 | 30% | 13 | 1 950 |
| D | MU10 | 4,2 | 168 | 8 400 | 20% | 33 | 1 650 | 40% | 67 | 3 350 |
| D | MJ23 | 2,3 | 31 | 4 650 | 10% | 3 | 450 | 20% | 6 | 900 |
| D | MW11 | 1,9 | 148 | 7 400 | 0% | 0 | 0 | 25% | 37 | 1 850 |
| D | MU20 | 3,0 | 120 | 6 000 | 10% | 12 | 600 | 30% | 36 | 1 800 |
| D | MJ33 | 5,4 | 76 | 11 340 | 20% | 15 | 2 250 | 40% | 30 | 4 500 |
| Razem D | | 36,5 | 1 254 | 84 840 | | 145 | 9 750 | | 364 | 24 500 |
| E | MW12 | 0,8 | 65 | 3 250 | 0% | 0 | 0 | 10% | 7 | 325 |
| E | MJ25 | 4,3 | 60 | 720 | 5% | 3 | 450 | 25% | 15 | 2 250 |
| E | MU15 | 5,2 | 208 | 10 400 | 10% | 20 | 1 000 | 20% | 41 | 2 050 |
| Razem E | | 10,4 | 333 | 14 370 | | 23 | 1 450 | | 63 | 4 625 |
| F | MW16 | 2,2 | 174 | 8 700 | 0% | 0 | 0 | 15% | 26 | 1 305 |
| F | MW18 | 2,4 | 188 | 9 400 | 10% | 18 | 900 | 20% | 37 | 1 850 |
| F | MU19 | 2,3 | 91 | 4 550 | 20% | 18 | 900 | 40% | 36 | 1 800 |
| F | MW20 | 1,6 | 129 | 6 450 | 0% | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 |
| F | MW21 | 3,5 | 282 | 14 100 | 10% | 28 | 1 400 | 20% | 56 | 2 800 |
| F | MW22 | 1,7 | 134 | 6 700 | 0% | 0 | 0 | 10% | 13 | 650 |
| F | MW23 | 2,3 | 181 | 9 050 | 0% | 0 | 0 | 10% | 19 | 950 |
| F | MJ26 | 7,1 | 99 | 14 850 | 20% | 19 | 2 850 | 40% | 39 | 5 850 |
| F | MJ27 | 1,7 | 23 | 3 450 | 20% | 4 | 600 | 30% | 6 | 900 |
| F | MJ28 | 2,6 | 36 | 5 400 | 0% | 0 | 0 | 30% | 10 | 1 500 |
| F | MJ41 | 3,4 | 47 | 7 050 | 0% | 0 | 0 | 20% | 9 | 1 350 |
| Dogęszczenie – wymiana zabudowy | | | 500 | 25 000 | | 120 | 6 000 | | 200 | 10 000 |
| F | 3 | 0,5 | 11 | 480 | 100 | 11 | 480 | | | |
| Razem F | | 31,3 | 1 895 | 115 180 | | 218 | 13 130 | | 451 | 28 955 |
| G | MJ 43 | 2,6 | 36 | 5 400 | 15% | 5 | 750 | 30% | 10 | 1 500 |
| G | MW27 | 7,4 | 593 | 29 650 | 0% | 0 | 0 | 20% | 118 | 5 900 |
| G | MJ29 | 2,2 | 30 | 4 500 | 50% | 15 | 2 250 | 50% | 15 | 2 250 |
| G | MJ30 | 6,2 | 87 | 13 050 | 25% | 21 | 3 150 | 50% | 43 | 6 450 |

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie obszaru | Powierzchnia obszaru pod zabudowę | Przyrost zabudowy dla pełnego wykorzystania terenów przewidywanych po zabudowę mieszkaniową | | Maksymalny przewidywany przyrost zabudowy dla obszaru do 2025. | | | Maksymalny przewidywany przyrost zabudowy dla obszaru w okresie 2026 – 2035 | | |
|---------------------------------|--------------------|-----------------------------------|---|-----------------------|--|----------------|-------------------|---|----------------|-------------------|
| | | | Ilość mieszkań | Powierzchnia użytkowa | Stopień wykorzystania do 2025 r. | Ilość mieszkań | Pow. użytkowa | Stopień wykorzystania 2026 - 2035 | Ilość mieszkań | Pow. użytkowa |
| | | [ha] | | [m ²] | | | [m ²] | | | [m ²] |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| G | MJ31* | 8,8 | 123 | 18 450 | 0% | 0 | 0 | 20% | 24 | 3 600 |
| G | MJ34 | 3,2 | 44 | 6 600 | 50% | 22 | 3 300 | 50% | 22 | 3 300 |
| G | MJ35 | 3,4 | 47 | 7 050 | 0% | 0 | 0 | 50% | 23 | 3 450 |
| G | MJ36 | 10,8 | 151 | 22 650 | 20% | 30 | 4 500 | 40% | 60 | 9 000 |
| G | MJ37 | 0,2 | 2 | 300 | 100% | 2 | 300 | 0% | 0 | 0 |
| G | MW29 | 0,5 | 39 | 1 950 | 0% | 0 | 0 | 100% | 39 | 1 950 |
| G | MW31 | 0,3 | 25 | 1 250 | 0% | 0 | 0 | 100% | 25 | 1 250 |
| G | MW32 | 21,9 | 1 752 | 87 600 | 0% | 0 | 0 | 10% | 175 | 8 750 |
| G | MW33 | 0,8 | 64 | 3 200 | 25% | 16 | 800 | 50% | 32 | 1 600 |
| G | MW34 | 1,3 | 101 | 5 050 | 30% | 30 | 1 515 | 30% | 30 | 1 500 |
| G | MW35 | 2,0 | 161 | 8 050 | 0% | 0 | 0 | 0% | 0 | 0 |
| G | MW36 | 0,6 | 75 | 3 750 | 50% | 38 | 1 875 | 50% | 38 | 1 875 |
| G | MW38 | 11,1 | 888 | 44 400 | 0% | 0 | 0 | 30% | 266 | 13 300 |
| G | MU21 | 0,9 | 36 | 1 800 | 50% | 18 | 900 | 50% | 18 | 900 |
| G | MJ42 | 2,5 | 35 | 5 250 | 0% | 0 | 0 | 30% | 10 | 1 500 |
| G | MJ51 | 9,3 | 130 | 19 500 | 70% | 91 | 13 650 | 30% | 39 | 5 850 |
| G | MJ52* | 17,4 | 243 | 36 450 | 0% | 0 | 0 | 20% | 48 | 7 200 |
| Dogęszczenie – wymiana zabudowy | | | 500 | 25 000 | | 120 | 6 000 | | 200 | 10 000 |
| Razem G | | 113,3 | 5 162 | 350 900 | | 408 | 38 990 | | 1 235 | 91 125 |
| Sumarycznie | | 521 | 13 454 | 1 176 690 | | 1 221 | 123 070 | | 3 041 | 268 355 |
| <i>w tym b. jednorodzinne</i> | | | <i>5 124</i> | <i>760 260</i> | | <i>621</i> | <i>93 150</i> | | <i>1 163</i> | <i>174 450</i> |

* obszar perspektywiczny – przyjęty na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp

ZAŁĄCZNIK 3
Tabela 1. Potrzeby energetyczne obszarów rozwoju zabudowy mieszkaniowej

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie obszaru | Zapotrzebowanie na ciepło dla nowej zabudowy | | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny dla nowej zabudowy | | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla nowej zabudowy (wariant min) | | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla nowej zabudowy (wariant max) | | |
|---------------------------------|--------------------|--|-------------|-------------|--|------------|-------------|---|--------------|--------------|---|--------------|---------------|
| | | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 |
| | | [MW] | [MW] | [MW] | [m³/h] | [m³/h] | [m³/h] | [kW] | [kW] | [kW] | [kW] | [kW] | [kW] |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| A | MJ1 | 3,12 | 0,46 | 0,73 | 539 | 71 | 121 | 7 638 | 763 | 1 525 | 12 984 | 1 296 | 2 593 |
| A | MJ2 | 2,66 | 0,39 | 0,62 | 460 | 61 | 103 | 6 525 | 650 | 1 300 | 11 093 | 1 105 | 2 210 |
| A | MJ3 | 1,15 | 0,17 | 0,27 | 198 | 26 | 45 | 2 813 | 275 | 563 | 4 781 | 468 | 956 |
| A | MJ4_A | 1,14 | 0,17 | 0,26 | 196 | 26 | 44 | 2 788 | 275 | 550 | 4 739 | 468 | 935 |
| A | MJ4_B | 1,47 | 0,21 | 0,34 | 254 | 33 | 56 | 3 613 | 350 | 713 | 6 141 | 595 | 1 211 |
| A | MJ4_C | 1,73 | 0,45 | 0,73 | 290 | 70 | 120 | 3 800 | 750 | 1 513 | 6 460 | 1 275 | 2 571 |
| A | MJ5 | 0,03 | 0,01 | 0,01 | 5 | 1 | 2 | 63 | 13 | 25 | 106 | 21 | 43 |
| A | MJ6 | 0,53 | 0,08 | 0,12 | 91 | 12 | 20 | 1 300 | 125 | 250 | 2 210 | 213 | 425 |
| A | MJ7 | 1,13 | 0,17 | 0,26 | 195 | 26 | 44 | 2 763 | 275 | 550 | 4 696 | 468 | 935 |
| A | MJ8 | 1,31 | 0,10 | 0,16 | 231 | 15 | 27 | 3 425 | 163 | 338 | 5 823 | 276 | 574 |
| A | MJ9 | 0,41 | 0,06 | 0,10 | 71 | 9 | 16 | 1 000 | 100 | 200 | 1 700 | 170 | 340 |
| Razem A | | 14,66 | 2,24 | 3,61 | 2 531 | 350 | 596 | 35 737 | 3 738 | 7 525 | 60 748 | 6 370 | 12 810 |
| B | MJ10 | 0,88 | 0,13 | 0,20 | 152 | 20 | 34 | 2 163 | 213 | 425 | 3 676 | 361 | 723 |
| B | MW1 | 1,39 | 0,11 | 0,17 | 402 | 25 | 44 | 10 888 | 538 | 1 088 | 18 509 | 914 | 1 849 |
| B | MJ40 | 0,10 | 0,01 | 0,02 | 18 | 1 | 4 | 263 | 13 | 50 | 446 | 21 | 85 |
| B | MJ12 | 1,41 | 0,22 | 0,03 | 249 | 34 | 5 | 3 663 | 363 | 63 | 6 226 | 616 | 106 |
| B | MJ13 | 0,27 | 0,04 | 0,06 | 47 | 6 | 10 | 663 | 63 | 125 | 1 126 | 106 | 213 |
| B | MJ14 | 0,05 | 0,01 | 0,01 | 9 | 1 | 2 | 125 | 13 | 25 | 213 | 21 | 43 |
| B | MJ15 | 0,07 | 0,02 | 0,02 | 11 | 2 | 4 | 150 | 25 | 50 | 255 | 43 | 85 |
| B | MJ16 | 0,45 | 0,06 | 0,10 | 77 | 9 | 17 | 1 100 | 100 | 213 | 1 870 | 170 | 361 |
| B | MJ17 | 0,13 | 0,02 | 0,03 | 22 | 2 | 5 | 313 | 25 | 63 | 531 | 43 | 106 |
| B | MJ18 | 0,18 | 0,02 | 0,04 | 31 | 4 | 7 | 438 | 38 | 88 | 744 | 64 | 149 |
| B | MJ19 | 0,19 | 0,02 | 0,04 | 33 | 4 | 7 | 475 | 38 | 88 | 808 | 64 | 149 |
| B | MJ20 | 0,28 | 0,04 | 0,07 | 48 | 6 | 11 | 688 | 63 | 138 | 1 169 | 106 | 234 |
| B | MJ50 | 0,27 | 0,07 | 0,11 | 46 | 11 | 19 | 600 | 113 | 238 | 1 020 | 191 | 404 |
| Razem B | | 5,67 | 0,75 | 0,92 | 1 145 | 124 | 168 | 21 525 | 1 600 | 2 650 | 36 593 | 2 720 | 4 505 |
| C | MW3 | 0,40 | 0,00 | 0,23 | 110 | 0 | 59 | 2 875 | 0 | 1 438 | 4 888 | 0 | 2 444 |
| Razem C | | 0,40 | 0,00 | 0,23 | 110 | 0 | 59 | 2 875 | 0 | 1 438 | 4 888 | 0 | 2 444 |
| D | MU5 | 0,17 | 0,03 | 0,04 | 48 | 6 | 10 | 1 275 | 125 | 250 | 2 168 | 213 | 425 |
| D | MW6 | 0,33 | 0,00 | 0,08 | 96 | 0 | 21 | 2 600 | 0 | 513 | 4 420 | 0 | 871 |
| D | MW7 | 0,12 | 0,00 | 0,05 | 33 | 0 | 14 | 863 | 0 | 338 | 1 466 | 0 | 574 |
| D | MU8 | 0,17 | 0,07 | 0,07 | 44 | 15 | 17 | 1 088 | 325 | 425 | 1 849 | 553 | 723 |
| D | MU9 | 0,25 | 0,10 | 0,08 | 66 | 22 | 20 | 1 625 | 488 | 488 | 2 763 | 829 | 829 |
| D | MJ21 | 0,36 | 0,05 | 0,08 | 63 | 8 | 14 | 888 | 88 | 175 | 1 509 | 149 | 298 |
| D | MJ22 | 0,22 | 0,00 | 0,08 | 38 | 0 | 13 | 550 | 0 | 163 | 935 | 0 | 276 |
| D | MU10 | 0,32 | 0,08 | 0,13 | 84 | 19 | 34 | 2 100 | 413 | 838 | 3 570 | 701 | 1 424 |
| D | MJ23 | 0,16 | 0,02 | 0,04 | 27 | 4 | 6 | 388 | 38 | 75 | 659 | 64 | 128 |
| D | MW11 | 0,24 | 0,00 | 0,07 | 69 | 0 | 19 | 1 850 | 0 | 463 | 3 145 | 0 | 786 |
| D | MU20 | 0,21 | 0,03 | 0,07 | 58 | 7 | 18 | 1 500 | 150 | 450 | 2 550 | 255 | 765 |
| D | MJ33 | 0,43 | 0,11 | 0,18 | 72 | 18 | 30 | 945 | 188 | 375 | 1 607 | 319 | 638 |
| Razem D | | 2,99 | 0,49 | 0,98 | 697 | 98 | 216 | 15 670 | 1 813 | 4 550 | 26 639 | 3 081 | 7 735 |
| E | MW12 | 0,10 | 0,00 | 0,01 | 30 | 0 | 3 | 813 | 0 | 81 | 1 381 | 0 | 138 |
| E | MJ25 | 0,05 | 0,02 | 0,09 | 23 | 4 | 15 | 750 | 38 | 188 | 1 275 | 64 | 319 |
| E | MU15 | 0,35 | 0,05 | 0,08 | 98 | 11 | 21 | 2 600 | 250 | 513 | 4 420 | 425 | 871 |
| Razem E | | 0,51 | 0,07 | 0,19 | 151 | 15 | 39 | 4 163 | 288 | 781 | 7 076 | 489 | 1 328 |
| F | MW16 | 0,27 | 0,00 | 0,05 | 80 | 0 | 13 | 2 175 | 0 | 326 | 3 698 | 0 | 555 |
| F | MW18 | 0,32 | 0,05 | 0,07 | 89 | 10 | 19 | 2 350 | 225 | 463 | 3 995 | 383 | 786 |
| F | MU19 | 0,17 | 0,05 | 0,07 | 45 | 10 | 18 | 1 138 | 225 | 450 | 1 934 | 383 | 765 |
| F | MW20 | 0,19 | 0,00 | 0,00 | 58 | 0 | 0 | 1 613 | 0 | 0 | 2 741 | 0 | 0 |
| F | MW21 | 0,48 | 0,07 | 0,11 | 134 | 16 | 29 | 3 525 | 350 | 700 | 5 993 | 595 | 1 190 |
| F | MW22 | 0,21 | 0,00 | 0,03 | 61 | 0 | 7 | 1 675 | 0 | 163 | 2 848 | 0 | 276 |
| F | MW23 | 0,28 | 0,00 | 0,04 | 83 | 0 | 10 | 2 263 | 0 | 238 | 3 846 | 0 | 404 |
| F | MJ26 | 0,56 | 0,14 | 0,23 | 94 | 22 | 39 | 1 238 | 238 | 488 | 2 104 | 404 | 829 |
| F | MJ27 | 0,12 | 0,03 | 0,04 | 21 | 5 | 6 | 288 | 50 | 75 | 489 | 85 | 128 |
| F | MJ28 | 0,18 | 0,00 | 0,06 | 31 | 0 | 10 | 450 | 0 | 125 | 765 | 0 | 213 |
| F | MJ41 | 0,23 | 0,00 | 0,05 | 40 | 0 | 9 | 588 | 0 | 113 | 999 | 0 | 191 |
| Dogęszczenie – wymiana zabudowy | | 0,97 | 0,30 | 0,40 | 251 | 68 | 102 | 6 250 | 1 500 | 2 500 | 10 625 | 2 550 | 4 250 |
| F | 3 | 0,02 | 0,02 | 0,00 | 6 | 6 | 0 | 138 | 138 | 0 | 234 | 234 | 0 |
| Razem F | | 4,01 | 0,66 | 1,16 | 993 | 138 | 261 | 23 688 | 2 725 | 5 639 | 40 269 | 4 633 | 9 586 |
| G | MJ 43 | 0,19 | 0,04 | 0,06 | 33 | 6 | 10 | 450 | 63 | 125 | 765 | 106 | 213 |
| G | MW27 | 0,95 | 0,00 | 0,24 | 274 | 0 | 60 | 7 413 | 0 | 1 475 | 12 601 | 0 | 2 508 |
| G | MJ29 | 0,20 | 0,11 | 0,09 | 32 | 18 | 15 | 375 | 188 | 188 | 638 | 319 | 319 |

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie obszaru | Zapotrzebowanie na ciepło dla nowej zabudowy | | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny dla nowej zabudowy | | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla nowej zabudowy (wariant min) | | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla nowej zabudowy (wariant max) | | |
|---------------------------------|--------------------|--|-------------|--------------|--|--------------|--------------|---|---------------|---------------|---|---------------|---------------|
| | | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 |
| | | [MW] | [MW] | [MW] | [m³/h] | [m³/h] | [m³/h] | [kW] | [kW] | [kW] | [kW] | [kW] | [kW] |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| G | MJ30 | 0,52 | 0,16 | 0,26 | 86 | 25 | 43 | 1 088 | 263 | 538 | 1 849 | 446 | 914 |
| G | MJ31* | 0,59 | 0,00 | 0,14 | 104 | 0 | 24 | 1 538 | 0 | 300 | 2 614 | 0 | 510 |
| G | MJ34 | 0,30 | 0,17 | 0,13 | 48 | 26 | 22 | 550 | 275 | 275 | 935 | 468 | 468 |
| G | MJ35 | 0,25 | 0,00 | 0,14 | 42 | 0 | 23 | 588 | 0 | 288 | 999 | 0 | 489 |
| G | MJ36 | 0,86 | 0,23 | 0,36 | 144 | 35 | 59 | 1 888 | 375 | 750 | 3 209 | 638 | 1 275 |
| G | MJ37 | 0,02 | 0,02 | 0,00 | 2 | 2 | 0 | 25 | 25 | 0 | 43 | 43 | 0 |
| G | MW29 | 0,08 | 0,00 | 0,08 | 20 | 0 | 20 | 488 | 0 | 488 | 829 | 0 | 829 |
| G | MW31 | 0,05 | 0,00 | 0,05 | 13 | 0 | 13 | 313 | 0 | 313 | 531 | 0 | 531 |
| G | MW32 | 2,72 | 0,00 | 0,35 | 799 | 0 | 89 | 21 900 | 0 | 2 188 | 37 230 | 0 | 3 719 |
| G | MW33 | 0,13 | 0,04 | 0,06 | 33 | 9 | 16 | 800 | 200 | 400 | 1 360 | 340 | 680 |
| G | MW34 | 0,20 | 0,08 | 0,06 | 51 | 17 | 15 | 1 263 | 379 | 375 | 2 146 | 644 | 638 |
| G | MW35 | 0,24 | 0,00 | 0,00 | 72 | 0 | 0 | 2 013 | 0 | 0 | 3 421 | 0 | 0 |
| G | MW36 | 0,17 | 0,09 | 0,08 | 41 | 21 | 19 | 938 | 469 | 469 | 1 594 | 797 | 797 |
| G | MW38 | 1,47 | 0,00 | 0,53 | 416 | 0 | 136 | 11 100 | 0 | 3 325 | 18 870 | 0 | 5 653 |
| G | MU21 | 0,08 | 0,05 | 0,04 | 19 | 10 | 9 | 450 | 225 | 225 | 765 | 383 | 383 |
| G | MJ42 | 0,17 | 0,00 | 0,06 | 30 | 0 | 10 | 438 | 0 | 125 | 744 | 0 | 213 |
| G | MJ51 | 0,92 | 0,68 | 0,23 | 145 | 106 | 39 | 1 625 | 1 138 | 488 | 2 763 | 1 934 | 829 |
| G | MJ52* | 1,17 | 0,00 | 0,29 | 205 | 0 | 48 | 3 038 | 0 | 600 | 5 164 | 0 | 1 020 |
| Dogęszczenie – wymiana zabudowy | | 0,97 | 0,30 | 0,40 | 251 | 68 | 102 | 6 250 | 1 500 | 2 500 | 10 625 | 2 550 | 4 250 |
| Razem G | | 12,22 | 1,95 | 3,65 | 2 860 | 344 | 771 | 64 525 | 5 098 | 15 431 | 109 693 | 8 666 | 26 233 |
| Sumarycznie | | 40,45 | 6,15 | 10,73 | 8 486 | 1 068 | 2 109 | 168 182 | 15 260 | 38 014 | 285 904 | 25 958 | 64 640 |
| w tym b. jednorodzinne | | 26,42 | 4,66 | 6,98 | 4 553 | 727 | 1 151 | 64 045 | 7 763 | 14 538 | 108 877 | 13 196 | 24 714 |
| Wariant realny | | | 2,81 | 3,73 | | 487 | 735 | | 7 933 | 13 208 | | 13 495 | 22 459 |

* obszar perspektywiczny – przyjęty na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp

Tabela 2. Potrzeby energetyczne obszarów rozwoju strefy usług

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie terenu | Powierzchnia obszaru do zabudowy | Zapotrzebowanie na ciepło dla nowej zabudowy | | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny dla nowej zabudowy | | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla nowej zabudowy | | |
|-----------------------|-------------------|----------------------------------|--|-------------|--------------|--|------------|--------------|---|--------------|---------------|
| | | | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 |
| | | | [MW] | [MW] | [MW] | [m³/h] | [m³/h] | [m³/h] | [kW] | [kW] | [kW] |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 4 | 5 | 5 | 6 | 7 | 7 | 8 | 9 |
| A | U1_1 | 7,6 | 1,53 | 0,15 | 0,31 | 183 | 18 | 37 | 1 146 | 115 | 229 |
| A | U1_30 | 1,0 | 0,20 | 0,10 | 0,10 | 24 | 12 | 12 | 149 | 74 | 74 |
| B | U1_2 | 0,8 | 0,15 | 0,08 | 0,08 | 18 | 9 | 9 | 113 | 57 | 57 |
| C | U1_3 | 0,7 | 0,14 | 0,07 | 0,07 | 17 | 8 | 8 | 105 | 53 | 53 |
| C | U5_20 | 0,5 | 0,06 | 0,00 | 0,06 | 7 | 0 | 7 | 50 | 0 | 50 |
| D | U1-5 | 2,5 | 0,49 | 0,05 | 0,10 | 59 | 6 | 12 | 370 | 37 | 74 |
| D | U6_3 | 5,9 | 0,59 | 0,18 | 0,29 | 70 | 21 | 35 | 587 | 176 | 293 |
| D | U1_6 | 2,4 | 0,49 | 0,00 | 0,15 | 58 | 0 | 18 | 365 | 0 | 110 |
| D | U1_22 | 1,0 | 0,20 | 0,00 | 0,20 | 24 | 0 | 24 | 150 | 0 | 150 |
| D | U6_20 | 1,0 | 0,10 | 0,03 | 0,07 | 12 | 4 | 8 | 100 | 30 | 70 |
| D | 1 | 0,2 | 0,15 | 0,15 | 0,00 | 18 | 18 | 0 | 170 | 170 | 0 |
| E | U1-7 | 3,0 | 0,59 | 0,09 | 0,12 | 71 | 11 | 14 | 446 | 67 | 89 |
| E | U3_1 | 17,8 | 2,66 | 0,40 | 0,80 | 320 | 48 | 96 | 3 552 | 533 | 1 066 |
| E | U3_4 | 14,0 | 2,10 | 0,00 | 0,42 | 252 | 0 | 50 | 2 800 | 0 | 560 |
| E | U1_8 | 7,4 | 1,47 | 0,00 | 0,22 | 176 | 0 | 26 | 1 103 | 0 | 165 |
| E | U1_9 | 3,4 | 0,68 | 0,00 | 0,20 | 81 | 0 | 24 | 508 | 0 | 152 |
| E | U2_10 | 2,1 | 0,42 | 0,21 | 0,21 | 50 | 25 | 25 | 315 | 158 | 158 |
| E | U1_31 | 0,9 | 0,18 | 0,09 | 0,09 | 22 | 11 | 11 | 135 | 68 | 68 |
| F | U5_1 | 7,2 | 0,86 | 0,09 | 0,17 | 104 | 10 | 21 | 720 | 72 | 144 |
| F | U5_2 | 16,2 | 1,94 | 0,10 | 0,19 | 233 | 12 | 23 | 1 616 | 81 | 162 |
| F | U1_11 | 1,1 | 0,22 | 0,00 | 0,17 | 26 | 0 | 21 | 162 | 0 | 129 |
| F | U6_5 | 7,0 | 0,70 | 0,00 | 0,07 | 84 | 0 | 8 | 702 | 0 | 70 |
| F | U5_3 | 12,8 | 1,54 | 0,23 | 0,46 | 184 | 28 | 55 | 1 280 | 192 | 384 |
| F | U1_12 | 7,7 | 1,53 | 0,00 | 0,31 | 184 | 0 | 37 | 1 148 | 0 | 230 |
| F | U1_13 | 3,9 | 0,79 | 0,16 | 0,24 | 95 | 19 | 28 | 591 | 118 | 177 |
| F | U1-24 | 3,0 | 0,60 | 0,12 | 0,12 | 72 | 14 | 14 | 450 | 90 | 90 |
| F | U1-25 | 3,0 | 0,60 | 0,12 | 0,12 | 72 | 14 | 14 | 450 | 90 | 90 |
| F | U1-26 | 1,5 | 0,30 | 0,00 | 0,30 | 36 | 0 | 36 | 225 | 0 | 225 |
| F | U5_21 | 1,5 | 0,30 | 0,00 | 0,30 | 36 | 0 | 36 | 225 | 0 | 225 |
| F | U1_32 | 3,7 | 0,74 | 0,37 | 0,37 | 89 | 44 | 44 | 555 | 278 | 278 |
| F | U5_22 | 3,6 | 0,43 | 0,22 | 0,22 | 52 | 26 | 26 | 540 | 270 | 270 |
| F | 2 | 0,5 | 0,45 | 0,45 | 0,00 | 54 | 54 | 0 | 500 | 500 | 0 |
| F | 4 | 0,2 | 0,17 | 0,17 | 0,00 | 20 | 20 | 0 | 184 | 184 | 0 |
| F | 5 | 0,4 | 0,32 | 0,32 | 0,00 | 38 | 38 | 0 | 350 | 350 | 0 |
| G | U3_2 | 4,1 | 0,61 | 0,00 | 0,12 | 73 | 0 | 15 | 812 | 0 | 162 |
| G | U2_1 | 1,4 | 0,28 | 0,03 | 0,06 | 34 | 3 | 7 | 211 | 21 | 42 |
| G | U5_4 | 5,4 | 0,65 | 0,07 | 0,13 | 78 | 8 | 16 | 542 | 54 | 108 |
| G | U1_14 | 10,5 | 2,11 | 0,42 | 0,84 | 253 | 51 | 101 | 1 579 | 316 | 632 |
| G | U1_15 | 0,4 | 0,07 | 0,04 | 0,04 | 9 | 4 | 4 | 54 | 27 | 27 |
| G | U1_16 | 2,2 | 0,44 | 0,00 | 0,13 | 53 | 0 | 16 | 330 | 0 | 99 |
| G | U1_17 | 3,5 | 0,70 | 0,35 | 0,35 | 84 | 42 | 42 | 525 | 262 | 262 |
| G | U1_18 | 11,2 | 2,24 | 0,11 | 0,45 | 269 | 13 | 54 | 1 679 | 84 | 336 |
| G | U1_19 | 6,2 | 1,24 | 0,12 | 0,25 | 149 | 15 | 30 | 931 | 93 | 186 |
| G | U1_20 | 14,3 | 2,85 | 0,14 | 0,43 | 342 | 17 | 51 | 2 138 | 107 | 321 |
| G | U6_6 | 2,2 | 0,22 | 0,00 | 0,11 | 27 | 0 | 13 | 224 | 0 | 112 |
| G | U6_7 | 2,0 | 0,20 | 0,00 | 0,06 | 24 | 0 | 7 | 198 | 0 | 59 |
| G | U6_8 | 2,5 | 0,25 | 0,08 | 0,13 | 30 | 9 | 15 | 254 | 76 | 127 |
| G | U2_2 | 4,1 | 0,82 | 0,25 | 0,57 | 98 | 30 | 69 | 615 | 185 | 431 |
| G | U1_33 | 0,4 | 0,08 | 0,00 | 0,08 | 10 | 0 | 10 | 60 | 0 | 60 |
| G | U1_35 | 1,5 | 0,30 | 0,15 | 0,15 | 36 | 18 | 18 | 225 | 113 | 113 |
| H | U5_5 | 48,7 | 5,84 | 0,29 | 0,58 | 701 | 35 | 70 | 4 870 | 244 | 487 |
| H | U6_10 | 2,5 | 0,25 | 0,02 | 0,05 | 30 | 3 | 6 | 247 | 25 | 49 |
| H | U6_11 | 11,4 | 1,14 | 0,00 | 0,23 | 137 | 0 | 27 | 1 139 | 0 | 228 |
| I | U1_34 | 2,8 | 0,56 | 0,28 | 0,28 | 67 | 34 | 34 | 420 | 210 | 210 |
| I | U5_6 | 21,4 | 2,56 | 0,13 | 0,38 | 308 | 15 | 46 | 2 137 | 107 | 320 |
| I | U5_7 | 5,0 | 0,60 | 0,06 | 0,12 | 72 | 7 | 14 | 499 | 50 | 100 |
| I | U5_8 | 23,3 | 2,80 | 0,28 | 0,56 | 335 | 34 | 67 | 2 330 | 233 | 466 |
| I | U5_9 | 1,7 | 0,20 | 0,00 | 0,10 | 24 | 0 | 12 | 168 | 0 | 84 |
| I | U5_10 | 1,7 | 0,20 | 0,10 | 0,10 | 25 | 12 | 12 | 171 | 85 | 85 |
| I | U6_12 | 1,1 | 0,11 | 0,02 | 0,03 | 13 | 3 | 4 | 112 | 22 | 34 |
| I | U5_11 | 12,0 | 1,44 | 0,22 | 0,43 | 172 | 26 | 52 | 1 196 | 179 | 359 |
| I | U5_12 | 13,6 | 1,63 | 0,08 | 0,33 | 195 | 10 | 39 | 1 356 | 68 | 271 |
| I | U6_13 | 37,8 | 5,68 | 0,00 | 1,14 | 681 | 0 | 136 | 5 677 | 0 | 1 135 |
| I | U6_14 | 23,7 | 3,56 | 0,18 | 0,89 | 427 | 21 | 107 | 3 560 | 178 | 890 |
| Sumarycznie | | 423,8 | 63,31 | 7,34 | 15,64 | 7 598 | 881 | 1 876 | 56 120 | 6 499 | 13 687 |
| Wariant realny | | | | 3,67 | 7,82 | | 440 | 938 | | 3 249 | 6 843 |

* obszar perspektywiczny – przyjęty na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp

Tabela 3. Potrzeby energetyczne obszarów rozwoju strefy przemysłowej

| Jednostka bilansowa | Oznaczenie terenu | Powierzchnia obszaru do zabudowy | Zapotrzebowanie na ciepło dla nowej zabudowy | | | Zapotrzebowanie na gaz ziemny dla nowej zabudowy | | | Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla nowej zabudowy | | |
|-----------------------|-------------------|----------------------------------|--|-------------|--------------|--|------------|--------------|---|--------------|---------------|
| | | | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 | dla pełnej chłonności | do 2025 | 2026 – 2035 |
| | | [ha] | [MW] | [MW] | [MW] | [m³/h] | [m³/h] | [m³/h] | [kW] | [kW] | [kW] |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| B | P1 | 0,6 | 0,31 | 0,06 | 0,09 | 38 | 8 | 11 | 419 | 84 | 126 |
| C | P2 | 7,8 | 2,93 | 0,59 | 1,17 | 351 | 70 | 140 | 3 900 | 780 | 1 560 |
| D | P3 | 9,2 | 3,46 | 0,69 | 1,38 | 415 | 83 | 166 | 4 608 | 922 | 1 843 |
| D | P4 | 0,0 | 6,28 | 0,00 | 0,00 | 754 | 0 | 0 | 8 376 | 0 | 0 |
| D | P5 | 1,6 | 0,58 | 0,06 | 0,23 | 70 | 7 | 28 | 776 | 78 | 310 |
| D | P6 | 1,1 | 0,34 | 0,00 | 0,17 | 41 | 0 | 21 | 456 | 0 | 228 |
| D | P7 | 0,6 | 0,09 | 0,00 | 0,09 | 11 | 0 | 11 | 122 | 0 | 122 |
| E | P8 | 1,2 | 0,92 | 0,00 | 0,18 | 110 | 0 | 22 | 1 221 | 0 | 244 |
| E | P9 | 1,6 | 1,63 | 0,16 | 0,24 | 195 | 20 | 29 | 2 171 | 217 | 326 |
| E | P10 | 4,3 | 3,24 | 0,16 | 0,65 | 389 | 19 | 78 | 4 325 | 216 | 865 |
| E | P11 | 3,4 | 5,11 | 0,26 | 0,51 | 613 | 31 | 61 | 6 812 | 341 | 681 |
| F | P12 | 2,2 | 1,12 | 0,17 | 0,34 | 134 | 20 | 40 | 1 490 | 224 | 447 |
| F | P13 | 1,6 | 2,35 | 0,00 | 0,24 | 283 | 0 | 28 | 3 139 | 0 | 314 |
| F | P14 | 1,5 | 0,22 | 0,00 | 0,22 | 26 | 0 | 26 | 294 | 0 | 294 |
| F | P15 | 2,5 | 1,26 | 0,19 | 0,38 | 151 | 23 | 45 | 1 680 | 252 | 504 |
| F | P16 | 2,0 | 1,47 | 0,00 | 0,29 | 176 | 0 | 35 | 1 957 | 0 | 391 |
| F | P17 | 0,5 | 0,39 | 0,04 | 0,08 | 47 | 5 | 9 | 520 | 52 | 104 |
| F | P24 | 10,0 | 15,00 | 0,00 | 1,50 | 1 800 | 0 | 180 | 20 000 | 0 | 2 000 |
| G | P18 | 1,5 | 0,56 | 0,11 | 0,22 | 67 | 13 | 27 | 741 | 148 | 296 |
| G | P19 | 1,1 | 0,32 | 0,16 | 0,16 | 38 | 19 | 19 | 420 | 210 | 210 |
| G | P20 | 3,0 | 0,75 | 0,15 | 0,45 | 90 | 18 | 54 | 1 000 | 200 | 600 |
| G | P21 | 2,0 | 0,61 | 0,31 | 0,31 | 74 | 37 | 37 | 819 | 410 | 410 |
| G | P26 | 2,7 | 0,57 | 0,00 | 0,40 | 68 | 0 | 48 | 760 | 0 | 532 |
| G | P31 | 4,0 | 1,20 | 0,30 | 0,60 | 144 | 36 | 72 | 1 600 | 400 | 800 |
| G | P32* | 3,8 | 1,88 | 0,00 | 0,56 | 225 | 0 | 68 | 2 500 | 0 | 750 |
| H | P22 | 9,1 | 4,56 | 0,68 | 1,37 | 548 | 82 | 164 | 6 085 | 913 | 1 825 |
| I | P30 | 1,2 | 0,93 | 0,00 | 0,19 | 112 | 0 | 22 | 1 240 | 0 | 248 |
| I | P23 | 1,7 | 0,83 | 0,12 | 0,25 | 100 | 15 | 30 | 1 110 | 167 | 333 |
| Sumarycznie | | 81,8 | 58,91 | 4,21 | 12,27 | 7 069 | 505 | 1 473 | 78 542 | 5 612 | 16 365 |
| Wariant realny | | | | 2,10 | 6,14 | | 253 | 736 | | 2 806 | 8 182 |

* obszar perspektywiczny – przyjęty na podst. projektowanej zmiany Studium.. oraz projektów mpzp