Załącznik do uchwały Nr VI/78/VIII/2019
RADY MIASTA POZNANIA
z dnia 5 lutego 2019 r.

energoekspert sp. z o.o.
energia i ekologia
40-145 Katowice, ul. Karłowicza 11a
tel (032) 351-36-70, fax (032) 351-36-75
e-mail: biuro@energoekspert.com.pl
www.energoekspert.com.pl



Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania

(Aktualizacja 2018)

Katowice, 2018 r.

Zespół projektantów

dr inż. Adam Jankowski – koordynator projektu

mgr inż. Anna Szembak – kierownik projektu

mgr inż. Marta Szawracka

mgr inż. Natalia Jakubowska

mgr inż. Józef Bogalecki

mgr inż. Agata Lombarska - Blochel

mgr Marcin Całka

Spis treści

I. WPROWADZENIE 11
1. Podstawa opracowania, charakter i zakres dokumentu 11
1.1 Podstawa opracowania 11
1.2 Ocena aktualności założeń 11
1.3 Zakres przedmiotowy założeń 11
2. Planowanie strategiczne w sektorze energetyki 14
2.1 Planowanie energetyczne w Unii Europejskiej 14
2.2 Planowanie energetyczne na szczeblu krajowym 19
2.2.1 Krajowe dokumenty strategiczno–planistyczne 19
2.2.2 Kierunki zmian w ustawodawstwie krajowym – konsekwencje dla sektora energetyki 24
2.3 Planowanie energetyczne na szczeblu regionalnym 28
2.4 Rola założeń w systemie planowania energetycznego w gminie 29
3. Charakterystyka miasta 32
3.1 Położenie geograficzne miasta i podział na jednostki bilansowe 32
3.2 Charakter miasta 36
3.3 Ludność i zasoby mieszkaniowe 36
3.4 Sektor usługowo-wytwórczy 38
3.5 Warunki klimatyczne 39
3.6 Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych 41
3.6.1 Rodzaje utrudnień 41
3.6.2 Utrudnienia związane z elementami geograficznymi 42
3.6.3 Utrudnienia związane z istnieniem obszarów podlegających ochronie 44
3.6.4 Inne utrudnienia mogące występować podczas rozbudowy systemów sieciowych 46
II. CHARAKTERYSTYKA STANU ISTNIEJĄCEGO ZAOPATRZENIA MIASTA W NOŚNIKI ENERGII – BILANS POTRZEB ENERGETYCZNYCH 47
4. Zaopatrzenie Miasta w ciepło 47
4.1 Veolia Energia Poznań - Przedsiębiorstwo Ciepłownicze 47
4.2 Źródła zasilania systemu ciepłowniczego 48
4.2.1 Elektrociepłownia Karolin – źródło kogeneracyjne 48
4.2.2 Ciepłownie szczytowe dla msc 51
4.2.3 ITPOK Suez Zielona Energia Sp. z o.o. 52
4.2.4 Wykorzystanie energii odpadowej 54
4.2.5 Moc dyspozycyjna źródeł do skierowania dla zasilania systemu ciepłowniczego 54
4.3 Kotłownie lokalne 55
4.3.1 Kotłownie lokalne Veolia Energia Poznań S.A. 55
4.3.1 Pozostałe kotłownie lokalne 60
4.3.2 Źródła indywidualne 66
4.3.3 Źródła OZE 66
4.4 Charakterystyka systemu dystrybucji ciepła 66
4.4.1 Zapotrzebowanie na ciepło i sprzedaż ciepła z Veolia Poznań S.A. 67
4.4.2 Sprzedaż i zapotrzebowanie ciepła dla odbiorców w parze 70

4.4.3 Charakterystyka systemu sieciowego 70
4.5 Zapotrzebowanie ciepła i sposób pokrycia – bilans stanu istniejącego 79
4.6 Plany rozwoju Veolia Energia Poznań S.A. – stopień realizacji 85
4.7 Ocena stanu systemu ciepłowniczego 87
5. System elektroenergetyczny 90
5.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw – zmiany formalne 90
5.1.1 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej 90
5.1.2 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej 90
5.1.3 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej 91
5.1.4 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną 92
5.2 System zasilania miasta 93
5.2.1 Źródła wytwórcze na obszarze miasta 93
5.2.2 Elementy infrastruktury przesyłowej najwyższych napięć 94
5.2.3 Elektroenergetyczna sieć dystrybucyjna WN 96
5.2.4 Dostawa energii elektrycznej do odbiorców końcowych 98
5.3 Ocena stanu aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz charakterystyka jej odbiorców 103
5.4 Sieci oświetlenia drogowego 107
5.5 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych 109
5.6 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną 110
6. System zaopatrzenia w gaz ziemny 113
6.1 Charakterystyka przedsiębiorstw, zmiany formalne 113
6.2 Charakterystyka systemu gazowniczego 114
6.2.1 Charakterystyka systemu źródłowego zasilania miasta 114
6.2.2 System dystrybucji gazu na terenie miasta 118
6.2.3 Sieci gazowe średniego i niskiego ciśnienia 119
6.2.4 Stacje redukcyjno-pomiarowe II stopnia 122
6.3 Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu 127
6.4 Plany inwestycyjno-modernizacyjne (plany rozwoju przedsiębiorstw) 132
6.5 Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w gaz sieciowy 132
7. Koncesje i taryfy dla nośników energii 134
7.1 Taryfy dla ciepła 134
7.2 Taryfa dla energii elektrycznej 139
7.3 Taryfa dla paliw gazowych 145
7.4 Dynamika wzrostu cen nośników energii 149
7.4.1 Wprowadzenie 149
7.4.2 Założenia do analizy 149
7.4.3 Prognoza zmiany ceny ciepła sieciowego 150
7.4.4 Prognoza zmiany ceny gazu sieciowego i płynnego 151
7.4.5 Prognoza zmiany ceny węgla kamiennego 154
7.4.6 Prognoza zmiany ceny oleju opałowego 155

7.4.7 Prognoza zmiany ceny energii elektrycznej 156
7.4.8 Podsumowanie prognozowania cen nośników energii 157
8. Trafność prognozowań, ocena rozwoju systemów energetycznych i stopnia realizacji, priorytetów i postulatów oraz zadań przyjętych we wcześniej uchwalonych „Założeniach…" i ich aktualizacjach 158
8.1 Wprowadzenie 158
8.2 Zaopatrzenie w ciepło 159
8.3 Zaopatrzenie w gaz 163
8.4 Zaopatrzenie w energię elektryczną 165
8.5 Zaopatrzenie w energię z wykorzystaniem energii odnawialnej (OZE) 168
8.6 Racjonalizacja użytkowania energii 169
9. Benchmarking miasta Poznań na tle 10 polskich miast 171
9.1 Wprowadzenie i dobór miast do analizy porównawczej 171
9.2 Sytuacja demograficzna Poznania na tle wybranych miast 172
9.3 Zasoby mieszkaniowe – dynamika rozwoju 174
9.4 Dostawa i zużycie nośników energii 181
9.4.1 Ciepło 181
9.4.2 Energia elektryczna 185
9.4.3 Gaz 187
9.5 Ceny nośników energii 191
9.6 Emisyjność systemów energetycznych 192
9.7 Udział energii uzyskanej z wykorzystania OZE 196
9.8 Zarządzanie energią w mieście 203
III. ANALIZY, PROGNOZY, PROPOZYCJE 204
10. Analiza rozwoju - przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii 204
10.1 Wprowadzenie 204
10.2 Uwarunkowania niezbędne do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii 207
10.2.1 Prognoza demograficzna 207
10.2.2 Rozwój zabudowy mieszkaniowej 208
10.2.3 Rozwój zabudowy strefy usług 212
10.2.4 Rozwój zabudowy strefy przemysłowej 214
10.3 Potrzeby energetyczne dla nowych obszarów rozwoju 215
10.4 Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło – bilans przyszłościowy 222
10.4.1 Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło 222
10.4.2 Prognoza zmian w strukturze zapotrzebowania na ciepło 226
10.4.3 Możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na ciepło z systemu ciepłowniczego – poziom źródłowy 227
10.5 Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny 230
10.6 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną 232
10.6.1 System zasilania miasta 232
10.6.2 Ocena poziomu przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną 233
10.7 Prognozowanie zmian potrzeb energetycznych miasta z uwzględnieniem możliwości ich pokrycia z horyzontem do 2050 r. 236

11. Scenariusze zaopatrzenia obszaru miasta Poznania w nośniki energii 237
11.1 Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło, gaz sieciowy.....237
11.1.1 Zaopatrzenie w ciepło nowych obszarów pod zabudowę mieszkaniową ..238
11.1.2 Zaopatrzenie w ciepło nowych obszarów pod zabudowę usługową 241
11.1.3 Zaopatrzenie w ciepło nowych obszarów pod zabudowę przemysłową ...243
11.2 Wymagane kierunki działań w systemie ciepłowniczym 245
11.3 Wymagane kierunki działań w systemie gazowniczym - bezpieczeństwo zaopatrzenia w gaz 248
11.4 Wymagane kierunki działań w systemie elektroenergetycznym 250
11.5 Ocena zgodności planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych z założeniami.....251
11.5.1 Veolia Energia Poznań S.A.....252
11.5.2 Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu 252
11.5.3 ENEA Operator Sp. z o.o.....252
11.5.4 PKP Energetyka 252
12. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych. Możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej 254
12.1 Racjonalizacja użytkowania energii oraz poprawa efektywności energetycznej w obowiązujących aktach prawnych.....254
12.2 Możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w mieście 265
12.2.1 Działania wynikające z ustawy o efektywności energetycznej 265
12.2.2 Działania efektywnościowe realizowane przez Miasto.....267
12.2.3 Środki poprawy efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki miasta 271
12.3 Przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych 278
12.3.1 Racjonalizacja użytkowania energii w systemie ciepłowniczym.....282
12.3.2 Racjonalizacja użytkowania energii w źródłach ciepła poza systemem....288
12.3.3 Racjonalizacja użytkowania ciepła u odbiorców 291
12.3.4 Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych 297
12.3.5 Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej 299
12.3.6 Poprawienie efektywności wykorzystania energii elektrycznej.....299
12.4 Zarządzanie energią w mieście – racjonalizacja działań 301
12.4.1 Grupowy zakup energii elektrycznej i gazu.....303
12.4.2 Projekt „Trzymaj ciepło!” 305
12.4.3 Edukacja i popularyzacja działań racjonalizacyjnych.....306
13. Analiza możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii 309
13.1 Regulacje prawne w dziedzinie odnawialnych źródeł energii 309
13.2 Finansowanie przedsięwzięć z zakresu odnawialnych źródeł energii 312
13.3 Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze miasta 314
13.3.1 Biomasa.....314
13.3.2 Biogaz.....316
13.3.3 Energetyka wiatrowa 318

13.3.4 Energetyka wodna ... 320
13.3.5 Energetyka geotermalna ... 320
13.3.6 Pompy ciepła ... 322
13.3.7 Energia słoneczna ... 323
13.4 Możliwość wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych . 327
13.5 Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej ... 328
13.6 Możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla miasta ... 331
13.7 Podsumowanie ... 334
14. Ocena poziomu zapotrzebowania na chłód i możliwości jego pokrycia ... 336
14.1 Technologie pozyskiwania chłodu ... 336
14.2 Ocena stanu aktualnego oraz przewidywanych zmian zapotrzebowania na chłód dla miasta Poznania ... 339
14.3 Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie chłodu ... 349
15. Elektromobilność ... 352
16. Ocena oddziaływania systemów energetycznych na stan jakości powietrza w mieście ... 357
16.1 Stan jakości powietrza atmosferycznego w mieście ... 357
16.1.1 Ocena aktualnego stanu jakości powietrza w mieście ... 357
16.1.2 Bilans emisji zanieczyszczeń powietrza związanych z wytwarzaniem energii oraz ocena jej wpływu na stan jakości powietrza w mieście ... 360
16.1.3 Prognozowana emisja zanieczyszczeń powietrza związanych z wytwarzaniem energii ... 365
16.1.4 Propozycje rozwiązań ograniczających emisję wraz z oceną ich skuteczności i możliwości zastosowania ... 366
16.2 Charakterystyka i wielkość grupy użytkowników źródeł niskiej emisji ... 372
16.3 Określenie możliwości i kierunków redukcji niskiej emisji w rejonach miasta o rozwiniętej sieci cieplnej i gazowej ... 376
16.4 Poprawa jakości powietrza – dodatkowe normy jakości powietrza ... 383
17. Zakres współpracy z innymi gminami ... 385
17.1 Określenie zakresu współpracy ... 385
17.2 Stan istniejący ... 386
17.3 Możliwe przyszłe kierunki współpracy ... 387
18. Wnioski i zalecenia ... 391

ZAŁĄCZNIKI

Załącznik nr 1: Tablice bilansowe – stan istniejący
Załącznik nr 2: Zestawienie stacji gazowych średniego ciśnienia (PSG Oddz. Z-d Gaz. w Poznaniu)
Załącznik nr 3: Potrzeby energetyczne nowych obszarów rozwoju
Załącznik nr 4: Korespondencja z przedsiębiorstwami energetycznymi
Załącznik nr 5: Korespondencja ws. współpracy pomiędzy gminami

ZAŁĄCZNIKI MAPOWE

Załącznik mapowy nr 1 – System ciepłowniczy i tereny rozwoju
Załącznik mapowy nr 2 – System gazowniczy i tereny rozwoju
Załącznik mapowy nr 3 – System elektroenergetyczny i tereny rozwoju

I. WPROWADZENIE

1. Podstawa opracowania, charakter i zakres dokumentu

1.1 Podstawa opracowania

Podstawę opracowania „Aktualizacji projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" stanowią ustalenia określone w umowie z dnia 12.04.2018 r. nr GKo-I.272.81/Fn2570/2018 zawartej pomiędzy:

- Miastem Poznań reprezentowanym przez Zastępcę Prezydenta Miasta Poznania Tomasza Lewandowskiego,
- a firmą Energoekspert sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach przy ul. Karłowicza 11a.

„Projekt założeń…" wykonano zgodnie z:

- ustawą Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2018 r. poz. 755 z późn.zm.).

1.2 Ocena aktualności założeń

Miasto Poznań posiada „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" przyjęty uchwałą nr LXXVII/905/III/2002 Rady Miasta Poznania z dnia 5.02.2002 r. i zaktualizowany uchwałami: nr XV/165/VI/2011 z dnia 12.07.2011 r. oraz nr XI/88/VII/2015 z dnia 5.05.2015 r.
Przyjęcie niniejszej „Aktualizacji założeń..." (Aktualizacja 2018) uchwałą Rady Miejskiej stanowić będzie spełnienie wymagań stawianych w art. 19 ustawy Prawo energetyczne, który mówi o opracowywaniu „Projektu założeń…" na okres 15 lat z aktualizacją co 3 lata.

1.3 Zakres przedmiotowy założeń

Zadaniem niniejszego opracowania jest:

- ocena stanu aktualnego zaopatrzenia miasta Poznań w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- aktualizacja prognoz w zakresie przewidywanych możliwości rozwoju przestrzennego miasta;
- identyfikacja potrzeb energetycznych istniejącej i planowanej zabudowy;
- określenie niezbędnych działań dla zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na energię;
- analiza 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 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej;
- określenie zakresu współpracy z innymi gminami;
- aktualizacja 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:

- Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Poznania przyjęte uchwałą Nr LXXII/1137/VI/2014 Rady Miasta Poznania z dnia 23 września 2014 r.;
- obowiązujących Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego.

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

- Strategia Rozwoju Miasta Poznania 2020+ przyjęta Uchwałą Rady Miasta Poznania Nr XLI/708/VII/2017 z dnia 24 stycznia 2017;
- Gminny Program Rewitalizacji dla Miasta Poznania przyjęty Uchwałą Rady Miasta Poznania nr LVI/1020/VII/2017 i zmianą uchwały Nr LVIII/1091/VII/2017 z dnia 5 grudnia 2017;
- Program Ochrony Środowiska dla Miasta Poznania na lata 2017-2020 z perspektywą do 2024 r. przyjęty uchwałą Rady Miasta Poznania nr LIV/978/VII/2017 z dnia 26.09.2017 r.

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

- Zaktualizowana Strategia Rozwoju Województwa Wielkopolskiego do 2020 roku „Wielkopolska 2020" przyjęta uchwałą Sejmiku Województwa Wielkopolskiego Nr XXIX/559/12 z dnia 17 grudnia 2012 r.;
- Strategia wzrostu efektywności energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii w Wielkopolsce na lata 2012-2020 przyjęta uchwałą Sejmiku Województwa Wielkopolskiego Nr XXIX/576/12 z dnia 17 grudnia 2012 r.;
- Plan zagospodarowania przestrzennego Województwa Wielkopolskiego przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Wielkopolskiego nr XLVI/690/10 z dnia 26 kwietnia 2010 r.;
- Projekt planu zagospodarowania przestrzennego województwa wielkopolskiego. Wielkopolska 2020+;
- Projekt planu zagospodarowania przestrzennego miejskiego obszaru funkcjonalnego Poznania. Poznański Obszar Metropolitalny;
- „Program ochrony powietrza w zakresie pyłu PM10 oraz B(a)P dla strefy aglomeracja poznańska, którego integralną część stanowi plan działań krótkoterminowych w zakresie pyłu PM10" przyjęty uchwałą Nr XIX/316/15 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 26 października 2015 r.

„Projekt założeń…" wykonany został w oparciu o informacje i uzgodnienia uzyskane od przedsiębiorstw energetycznych i jednostek miasta, jak również na podstawie danych uzyskanych od przedsiębiorstw energetycznych, 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, podmioty objęte akcją ankietową na potrzeby niniejszego opracowania:

- Urząd Miasta Poznania,
- PSE S.A. ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin Jeziorna,
- ENEA Operator Sp. z o.o., ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań,
- ENEA S.A. ul. Górecka 1, 60-201 Poznań,
- PKP Energetyka S.A. ul. Hoża 63/67, 00-681 Warszawa,
- Veolia Energia Poznań S.A., ul. Energetyczna 3, 61-016 Poznań,
- Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu, ul. Grobla 15, 61-859 Poznań,
- PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poznański Obszar Sprzedaży, ul. Grobla 15, 61-859 Poznań,
- OGP GAZ-SYSTEM S.A., Oddział w Poznaniu, ul. Grobla 15, 61-859 Poznań,
- PGNiG TERMIKA S.A., ul. Modlińska 15, 03-216 Warszawa,
- obiekty użyteczności publicznej będące pod zarządem miasta,
- spółdzielnie mieszkaniowe i inni administratorzy budynków,
- znaczące zakłady przemysłowe oraz obiekty handlowe działające na terenie miasta Poznania.

Jako rok bazowy dla bilansowania potrzeb energetycznych stanu istniejącego oraz stanowiący punkt odniesienia dla bilansowania stanu docelowego przyjęto rok 2017. W przypadku braku danych za rok 2017 (np. zestawień GUS itp.) zaistniałe zmiany uwzględniono wg występującego trendu zmian z ostatnich 5-ciu lat.

2. Planowanie strategiczne w sektorze energetyki

2.1 Planowanie energetyczne w Unii Europejskiej

Główne cele Unii Europejskiej w sektorze energetycznym do 2020 r. (zapisane w tzw. ***„pakiecie klimatyczno-energetycznym"*** przyjętym przez UE 23.04.2009 r. zamykały się w haśle 3 x 20, co przekładało się na dwudziestoprocentowy wzrost efektywności zużycia energii i zwiększenie udziału energii odnawialnej w zużyciu energii oraz 20% redukcję emisji CO_2 w stosunku do poziomu z 1990 r.

Na Szczycie Klimatycznym w Brukseli w październiku 2014 r. określono nowe cele w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r. Najważniejsze z nich to:

- ➔ redukcja emisji gazów cieplarnianych w UE o co najmniej 40% w porównaniu do wielkości emisji w roku 1990,
- ➔ zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym UE o co najmniej 27%,
- ➔ poprawa efektywności energetycznej.

Do tego czasu kraje o PKB poniżej 60% średniej unijnej, w tym Polska, będą mogły rozdawać elektrowniom 40% uprawnień do emisji CO_2 za darmo.

Wynikiem 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 pełnego pakietu wdrażającego Porozumienie paryskie planowane jest podczas szczytu klimatycznego COP24, który odbędzie się w grudniu 2018 roku w Katowicach. Pakiet wdrażający, podpisany w formie międzynarodowej umowy, umożliwi realizację Porozumienia w praktyce. Tym samym wyznaczy światową politykę klimatyczno-energetyczną na kolejne lata. W ramach tegorocznego szczytu odbędą się – poza wyżej wymienioną Konferencją sygnatariuszy Porozumienia Paryskiego CMA 1 – także: 24. Konferencja Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu (COP24) oraz 14. Spotkanie Stron Protokołu z Kioto (CMP 14).

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 CO_2 na poziomie 550 g CO_2/kWh dla wspierania producentów energii elektrycznej w ramach rynku mocy.

Pakiet zawiera propozycję nowelizacji dyrektyw między innymi: o efektywności energetycznej, o odnawialnych źródłach energii, „budynkowej", o wspólnych zasadach rynku energii elektrycznej. W zakresie efektywności energetycznej „Pakiet zimowy" zawiera propozycję przedłużenia poza rok 2020 obowiązku realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne działań mających na celu ograniczenie zużycia energii.

Kompleksowe podejście do tematu efektywności energetycznej przejawia się w propozycjach zmiany dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków – w projekcie dyrektywy zawarto wymóg instalacji punktów ładowania pojazdów elektrycznych na terenie nieruchomości komercyjnych, w których znajduje się co najmniej 10 miejsc parkingowych. Regulacje te mają mieć zastosowanie od 2025 r.

„Pakiet zimowy" zawiera również propozycje zmian dyrektywy o odnawialnych źródłach energii, które mają na celu intensyfikację rozwoju OZE w poszczególnych krajach członkowskich UE, co ma przyczynić się do osiągnięcia wyznaczonego przez Radę Europejską celu - 27% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii w UE do 2030 r. Projekt zmiany dyrektywy zakłada także rozwój produkcji ciepła i chłodu w źródłach odnawialnych – państwa członkowskie UE będą zobowiązane do wprowadzenia mechanizmów, mających na celu wzrost udziału produkcji ciepła i chłodu w instalacjach OZE. Wprowadzono także zapisy dotyczące obowiązku przyłączania instalacji wykorzystujących OZE do sieci istniejących systemów ciepłowniczych.

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 CO_2 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 CO_2. 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 czystszego powietrza dla Europy (tzw. Dyrektywa CAFE).

Dyrektywa IED weszła w życie 6 stycznia 2011 r. Jej podstawowym celem jest 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 jest wprowadzenie od stycznia 2016 nowych, zaostrzonych standardów emisyjnych.
W dniu 28 kwietnia 2017 r. zostały przyjęte tzw. konkluzje BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania (>50 MW całkowitej mocy w paliwie), które zaostrzają wymagania w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Nowe standardy emisyjne będą obowiązywać od 2021 r.
Szczegółowy opis przepisów prawnych dotyczących wymagań w zakresie emisji zanieczyszczeń ze źródeł energetycznego spalania paliw znajduje się w rozdz. 16.1.4.

Dyrektywa MCP '*w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania*' określa dopuszczalne wielkości emisji dwutlenku siarki (SO_2), 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 wprowadzają zasadę łączenia dla 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.

Dyrektywa ma także zastosowanie do połączeń nowych średnich obiektów, 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 (w sprawie emisji przemysłowych – zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – tzw. Dyrektywa IED).
Dyrektywa MCP wprowadza nowe zaostrzone limity emisji dla tzw. „istniejących" średnich obiektów energetycznego spalania. Według definicji ustalonej w art.3 pkt. 5 – obiekt „istniejący" to 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.*" Nowe standardy emisyjne dla „istniejących" średnich obiektów energetycznego spalania będą obowiązywać w następujących terminach:

- od 1.01.2025 r. – dla obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW lub
- od 1.01.2030 r. – dla obiektów o mocy nie większej niż 5 MW.

Natomiast w stosunku do „nowych" średnich obiektów energetycznego spalania (w rozumieniu dyrektywy jest to obiekt inny niż „istniejący") – zaostrzone wielkości emisji dopuszczalnych będą obowiązywać od 20.12.2018 r.
Dyrektywa MCP zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji jej zapisów do dnia 19 grudnia 2017 r. Transpozycja do prawa polskiego przepisów dyrektywy MCP nastąpiła poprzez uchwaloną w dniu 15.09.2017 r. ustawę 'o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw'. Data wejścia w życie ww. ustawy: 27.11.2017 r.
W ślad za nowelizacją ww. ustawy w dniu 14 kwietnia 2018 r. weszło w życie 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. Szczegółowy opis przepisów prawnych dotyczących wymagań w zakresie emisji zanieczyszczeń ze źródeł energetycznego spalania paliw znajduje się w rozdz. 16.1.4.

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 emitorów w kolejnych etapach, zwanych okresami handlowymi, rozdzielany będzie w postaci zbywalnych uprawnień. Każde źródło w sektorach przemysłowych europejskiego systemu ETS na koniec okresu rozliczeniowego musi posiadać nie mniejszą liczbę uprawnień od ilości wyemitowanego CO_2. Przekroczenie emisji ponad liczbę uprawnień związane jest z opłatami karnymi.
Dyrektywa 2003/87/WE wprowadziła trzyletni okres pilotażowy obejmujący lata 2005-2007. Pierwsza faza funkcjonowania systemu miała zapoczątkować rozwój mechanizmów i infrastruktury do wdrożenia i monitorowania instrumentów giełdowych oraz przetestować kształtowanie się cen uprawnień. W drugiej fazie obejmującej lata 2008-2012 wdrożono bardziej restrykcyjne limity przydziałów emisji. W fazie trzeciej 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 EU ETS, zgodnie z art. 10 ust. 1, ustanawia aukcję jako podstawową metodę rozdziału uprawnień do emisji. W trzecim okresie rozliczeniowym (tj.: 2013÷2020) wszystkie uprawnienia nie przydzielone bezpłatnie muszą być sprzedawane w drodze aukcji.
Transpozycja do prawa polskiego ww. przepisów dyrektywy EU ETS dokonana została na mocy ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. *o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych* (zwana dalej ustawą UHE; tekst jednolity Dz.U. 2018 poz. 1201). Ustawa UHE określa zasady rozdziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla, podtlenku azotu i perfluorowęglowodorów. Głównym jej zadaniem jest zapewnienie przedsiębiorcom objętym unijnym systemem handlu emisjami możliwości prawidłowego w świetle najnowszych przepisów Unii Europejskiej monitorowania emisji i sprawozdawczości.
Ustawa UHE przewiduje stopniowe odchodzenie od systemu darmowego przydziału uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na rzecz systemu aukcyjnego. Głównym me-

chanizmem tego systemu jest krajowa platforma aukcyjna, na której możliwe jest zawieranie transakcji sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Ustawa przewiduje jednak wyjątki od systemu aukcyjnego – system derogacji dla energetyki i krajowe środki wykonawcze. Derogacje pozwalają na otrzymanie określonej ilości bezpłatnych uprawnień pod warunkiem spełnienia szeregu określonych warunków – mogą je otrzymać obiekty, które działały lub zaczęły powstawać przed końcem 2008 r. Mechanizm krajowych środków wykonawczych przewiduje możliwość ubiegania się o przydział bezpłatnych uprawnień na produkcję inną niż produkcja energii elektrycznej.

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. Dodatkowo zapisy w Dyrektywie określają wymagania dotyczące efektywności zaopatrzenia w energię odnoszące się do instalacji chłodniczych i ciepłowniczych o mocy przekraczającej 20 MW, jak również sieci i urządzeń do przetwarzania i dystrybucji energii elektrycznej. Wymogiem zawartym w Dyrektywie jest ustanowienie przez każde państwo członkowskie krajowego celu w zakresie osiągnięcia efektywności energetycznej do 2020 r. Po określonym terminie Komisja Europejska dokona oceny utworzonego planu. W przypadku, gdy wyznaczony cel zostanie określony na poziomie niewystarczającym do zrealizowania unijnego celu 2020 r., Komisja ma prawo do ponownej oceny planu. Ponadto zapisy zawarte w Dyrektywie dążą do zwiększenia przejrzystości odnośnie wyboru energii elektrycznej z kogeneracji a energii elektrycznej wytworzonej w oparciu o inne technologie.

Dyrektywa 2018/844/UE 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 stanowi cześć pakietu "Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" i wskazuje działania niezbędne do osiągnięcia celów pakietu klimatycznego. Dyrektywa ustala dla państw członkowskich Unii zadania dotyczące efektywności energetycznej budynków w perspektywie wieloletniej, do 2050 roku. W tym terminie ma być osiągnięte obniżenie emisji CO_2 w porównaniu do poziomu z roku 1990 aż o 90-95%. Aby ten cel został osiągnięty Państwa członkowskie winny określić oczekiwane rezultaty długoterminowych strategii renowacji i ustanowić krajowe wskaźniki postępu. Działania powinny uwzględniać zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych, zastosowanie nowych technologii i inteligentnego opomiarowania. Istotne dla poprawy warunków życia i stanu zdrowia obywateli są też takie czynniki jak zwiększanie obszarów zieleni w mieście czy elektromobilność, a co za tym idzie - udostępnianie większej liczby punktów ładowania dla samochodów elektrycznych.
Szczegółowe informacje na temat ewolucji unijnych przepisów w dziedzinie efektywności energetycznej znajdują się w rozdziale 12.1.

Dyrektywa CAFE – podtrzymuje wymogi dotyczące aktualnie obowiązujących wartości dopuszczalnych dotyczących jakości powietrza, a jako nowy element wprowadza pojęcie i cele redukcji nowej substancji zanieczyszczającej, jaką jest pył zawieszony PM2,5 o szczególnym znaczeniu dla ochrony zdrowia ludzkiego.
Dyrektywa szerzej opisana została w rozdz. 16.4.

2.2 Planowanie energetyczne na szczeblu krajowym

2.2.1 Krajowe dokumenty strategiczno–planistyczne

Na krajową politykę energetyczną składają się:
- ➔ Polityka energetyczna Polski do 2030 roku,
- ➔ Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych,
- ➔ Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej,
- ➔ Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko”,
- ➔ Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii,
- ➔ Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030.

Przy czym do nowych, przyjętych po roku 2013 dokumentów, należą:
- ➔ Czwarty Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej 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 29.10.2014 r.).

Polityka energetyczna Polski
W „Polityce energetycznej Polski do 2030 r.”, przyjętej przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r., jako priorytetowe wyznaczono kierunki działań na rzecz: efektywności i bezpieczeństwa energetycznego (opartego na własnych zasobach surowców), zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.
Spośród głównych narzędzi realizacji aktualnie obowiązującej polityki energetycznej szczególne znaczenie, bezpośrednio związane z działaniem na rzecz gminy (samorządów gminnych i przedsiębiorstw energetycznych), posiadają:
- ➔ Planowanie przestrzenne zapewniające realizację priorytetów polityki energetycznej, planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe gmin oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- ➔ Ustawowe działania jednostek samorządu terytorialnego uwzględniające priorytety polityki energetycznej państwa, w tym poprzez zastosowanie partnerstwa publiczno–prywatnego (PPP),
- ➔ Wsparcie realizacji istotnych dla kraju projektów w zakresie energetyki (np. projekty inwestycyjne, prace badawczo-rozwojowe) ze środków publicznych, w tym funduszy europejskich.

Dokument ten zakłada, że bezpieczeństwo energetyczne Polski będzie oparte przede wszystkim o własne zasoby, w szczególności węgla kamiennego i brunatnego. Ograniczeniem dla wykorzystania węgla jest jednak polityka ekologiczna, związana z redukcją emisji dwutlenku węgla. Stąd szczególnie położony jest nacisk na rozwój czystych technologii węglowych (tj. m.in. wysokosprawna kogeneracja). Dzięki uzyskanej derogacji aukcjoningu uprawnień do emisji dwutlenku węgla (konieczność zakupu 100% tych uprawnień na aukcjach przesunięto na rok 2020) – Polska zyskała więcej czasu na przejście na niskowęglową energetykę. Z kolei w zakresie importowanych surowców energetycznych dokument zakłada dywersyfikację rozumianą również jako zróżnicowanie technologii produkcji (np. pozyskiwanie paliw płynnych i gazowych z węgla), a nie, jak do niedawna, jedynie kierunków dostaw. Nowym kierunkiem działań będzie również wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej, w przypadku której jako zalety wymienia się: brak emisji CO_2, możliwość uniezależnienia się od typowych kierunków dostaw surowców energetycznych, a to z kolei wpływa na poprawę poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju.
Polityka energetyczna do 2030 zakłada, że udział odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu w Polsce, ma wzrosnąć do 15% w 2020 roku i 20% w roku 2030. Planowane jest także osiągnięcie w 2020 roku 10-cio procentowego udziału biopaliw w rynku paliw.

Według oficjalnych informacji udostępnionych przez Ministerstwo Energii – nadal trwają prace nad zapisami **nowej *Polityki energetycznej Polski*** na kolejne lata. Projekt nowego dokumentu PEP ma zostać przedstawiony w 2018 roku – razem z pozostałymi strategiami horyzontalnymi, przygotowywanymi po przyjęciu przez Radę Ministrów „Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju".

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.
KPD OZE określa przewidywane końcowe zużycie energii brutto w układzie sektorowym, tj. w ciepłownictwie i chłodnictwie, elektroenergetyce i transporcie na okres 2010 ÷ 2020 ze wskazaniem scenariusza referencyjnego (uwzględniającego środki służące efektywności energetycznej i oszczędności energii przyjęte przed rokiem 2009) i scenariusza dodatkowej efektywności energetycznej (uwzględniającego wszystkie środki przyjmowane od roku 2009).
Ogólny cel krajowy w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ostatecznym zużyciu energii brutto w 2020 r. wynosi 15%, natomiast przewidywany rozkład wykorzystania OZE w układzie sektorowym przedstawiono następująco:
- 17,05% dla ciepłownictwa i chłodnictwa (systemy sieciowe i niesieciowe),
- 19,13% dla elektroenergetyki,
- 10,14% dla transportu.

KPD OZE w obszarze elektroenergetyki przewiduje przede wszystkim rozwój OZE w zakresie źródeł opartych na energii wiatru oraz biomasie, jak również zakłada zwiększony wzrost ilości małych elektrowni wodnych. Natomiast w obszarze ciepłownictwa i chłodnic-

twa przewiduje utrzymanie dotychczasowej struktury rynku, przy uwzględnieniu rozwoju geotermii oraz wykorzystania energii słonecznej. W zakresie rozwoju transportu zakłada zwiększanie udziału biopaliw i biokomponentów.

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej

Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2016 r. 'O efektywności energetycznej' (Dz.U. 2016 poz. 831) Minister Energii co 3 lata, do dnia 31 stycznia danego roku, sporządza i przedstawia do zatwierdzenia Radzie Ministrów krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej.

Pierwszy „Krajowy plan dotyczący efektywności energetycznej" (w skrócie KPD EE) został przyjęty w 2007 roku i stanowił realizację zapisu art. 14 ust. 2 Dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

W dokumencie tym przedstawiono:

- ➔ cel indykatywny w zakresie oszczędności energii na rok 2016, który ma być osiągnięty w ciągu dziewięciu lat począwszy od 2008 roku - został określony na poziomie 9%;
- ➔ pośredni krajowy cel w zakresie oszczędności energii przewidziany do osiągnięcia w 2010 roku, który miał charakter orientacyjny i stanowił ścieżkę dochodzenia do osiągnięcia celu przewidzianego na 2016 rok - został określony na poziomie 2%;
- ➔ zarys środków oraz wynikających z nich działań realizowanych bądź planowanych na szczeblu krajowym, służących do osiągnięcia krajowych celów indykatywnych w przewidzianym okresie.

Drugi KPD EE (przyjęty w 2012 r.) podtrzymuje krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, określony w KPD z 2007 r. na poziomie 9% oraz zawiera obliczenia dotyczące oszczędności energii uzyskanych w okresie 2008-2009 i oczekiwanych w 2016 roku, zgodnie z wymaganiami dyrektyw: 2006/32/WE oraz 2010/31/WE. Z zapisów Drugiego KPD wynika, że zarówno wielkość zrealizowanych, jak i planowanych oszczędności energii finalnej, przekroczy wyznaczony cel. Dla roku 2010 r. efektywność energetyczną wyznaczono na poziomie 7%, a dla roku 2016: 11%.

20 października 2014 r. Rada Ministrów przyjęła „Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014". Jest on trzecim KPD EE, w tym pierwszym sporządzonym na podstawie dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. L 315 z 14.11.2012).

W trzecim KPD EE oszacowano oszczędności energii finalnej uzyskane w 2010 r. na poziomie 9,3% oraz planowane do osiągnięcia w 2016 r. - na poziomie 13,9%. Otrzymane wartości przekraczają wyznaczone cele w zakresie oszczędności energii finalnej, które zostały obliczone zgodnie z dyrektywą 2006/32/WE - dla 2010 r. na poziomie 2%, a dla 2016 r. na poziomie 9%. W dokumencie wyznaczono także oszczędności energii pierwotnej planowane w 2020 r., które wyniosły 13,33 Mtoe.

Aktualnie obowiązujący: czwarty KPD EE (przyjęty przez RM w dniu 23.01.2018 r.) określa krajowe cele w zakresie efektywności energetycznej na 2020 rok, które zdefiniowano jako: ograniczenie zużycia energii pierwotnej w latach 2010÷2020 na poziomie 13,6 Mtoe, bezwzględne zużycie energii finalnej w 2020 r. na poziomie 71,6 Mtoe oraz bezwzględne zużycie energii pierwotnej w 2020 r. na poziomie 96,4 Mtoe. W dokumencie przedstawiono

wartości oszczędności energii pierwotnej uzyskane do końca 2015 r. – 5,37 Mtoe oraz szacunkowe oszczędności na rok 2016 – 6,46 Mtoe oraz 2020 r. – 11,97 Mtoe.

Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko"

Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r." została przyjęta uchwałą Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. (M.P. 2014 poz. 469).

Strategia (BEiŚ) obejmuje dwa niezwykle istotne obszary: energetykę i środowisko, wskazując m.in. kluczowe reformy i niezbędne działania, które powinny zostać podjęte w perspektywie do 2020 roku. Celem strategii jest ułatwianie „zielonego", czyli sprzyjającego środowisku, wzrostu gospodarczego w Polsce poprzez zapewnienie dostępu do energii (bezpieczeństwa energetycznego) i dostępu do nowoczesnych, w tym innowacyjnych technologii, a także wyeliminowanie barier administracyjnych utrudniających „zielony" wzrost. Podstawową rolą Strategii BEiŚ jest zintegrowanie polityki środowiskowej z polityką energetyczną tam, gdzie aspekty te przenikają się w dostrzegalny sposób oraz wytyczenie kierunków, w jakich powinna rozwijać się branża energetyczna oraz wskazanie priorytetów w ochronie środowiska.

Wg ww. Strategii do priorytetów w zakresie energetyki należy przede wszystkim zidentyfikowanie strategicznych złóż surowców energetycznych i objęcie ich ochroną przed zabudową infrastrukturalną. Dotyczy to głównie złóż gazu łupkowego. W ocenie autorów Strategii rozważną politykę odnośnie do rodzimych zasobów energetycznych należy uzupełniać także o projekty dywersyfikacyjne zmniejszające zależność Polski od dostaw nośników energii z jednego kierunku.

Wg autorów Strategii należy zmniejszać energochłonność krajowej gospodarki poprzez szerokie wspieranie poprawy efektywności energetycznej. Największym wyzwaniem dla krajowego sektora energetyki jest modernizacja jednostek wytwórczych, rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz wprowadzenie energetyki jądrowej. Rozwój sektora energetycznego powinien się także wiązać z rozwojem kogeneracji i energetyki odnawialnej.

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 (Dz.U. z 2017 poz. 1499).

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. 2015, poz. 1422 ze zm.),

które będą obowiązywać od 1 stycznia 2021 roku, a dla budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością – 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.
Szczegółowy opis wymagań energetycznych dla budynków, wynikających z aktualnie obowiązujących przepisów prawnych – znajduje się w rozdz. 12.2.3.

Strategiczny plan adaptacji dla sektorów i obszarów wrażliwych na zmiany klimatu do roku 2020 z perspektywą do roku 2030
W dniu 29.10.2014 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 cieplną, m.in. poprzez wdrożenie stabilnych niskoemisyjnych źródeł energii. Duże znaczenie położono również na wykorzystanie OZE oraz potrzebę dywersyfikacji źródeł energii wspomaganą spalaniem 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.

2.2.2 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 (tekst jednolity: Dz.U. 2018 r., poz. 755, zwana dalej ustawą PE) oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia), głównie Ministra Energii, Ministra Gospodarki i Ministra Środowiska.

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.:

Ustawa o zmianie ustawy PE z dnia 12.01.2007 r. (Dz.U. z 2007 r. Nr 21, poz. 124) realizuje główny cel dyrektywy 2004/8/WE (art.1) w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii, którym jest zwiększenie efektywności energetycznej i poprawa bezpieczeństwa dostaw poprzez stworzenie zasad i ram dla identyfikowania i oznaczania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz jej wspierania. Ustawa pozwala na pozytywną stymulację rozwoju produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie kogeneracji o wysokiej sprawności opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe i oszczędnościach energii pierwotnej na wewnętrznym rynku energii, z uwzględnieniem specyficznych uwarunkowań krajowych.

Dnia 11 marca 2010 r. weszła w życie ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. 2011 r., Nr 21, poz. 104). Wymieniona ustawa dokonała, między innymi, w zakresie swojej regulacji, wdrożenia dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych oraz uzupełnia transpozycję dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku

wewnętrznego energii i dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.
Przepisy ustawy z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2013 poz. 984) wdrażają m.in. zapisy dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (zmieniającej i uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE), a także:

- dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13.07.2009 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej,
- dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13.07.2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w nośniki energii (ważnego w nawiązaniu do mających miejsce w ostatnich latach poważnych awarii zasilania) – dla znaczących obszarów kraju wprowadzono poważne zmiany w kwestii planowania energetycznego, w szczególności planowania w sektorze elektroenergetycznym.
Operatorzy systemów elektroenergetycznych zostali zobowiązani do sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz prognoz dotyczących stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. Plany winny być aktualizowane na podstawie, dokonywanej co 3 lata, oceny ich realizacji.
W zakresie planowania energetycznego postanowiono również, że gminy będą realizować zadania własne w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu – z kierunkami rozwoju gminy zawartymi w Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego Gminy oraz odpowiednim Programem Ochrony Powietrza. Ponadto postanowiono, że projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.
Wprowadzone od 1 stycznia 2012 r. rozszerzenie zakresu obowiązków gminy o planowanie i organizację działań mających na celu racjonalizację zużycia energii, pociągnęło za sobą konieczność wskazania w „Projekcie założeń…" możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej i stanowi o podniesieniu rangi ważności wymienionych zagadnień. Istotne zmiany w ustawie Prawo energetyczne wprowadziła również nowela uchwalona przez Sejm w dniu 30 listopada 2016 r, która 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 ziem-

nego 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 przejściowego odbiorcy w gospodarstwach domowych będą mogli w dalszym ciągu nabywać gaz ziemny po cenie regulowanej przez Prezesa URE.

Ustawa o rynku mocy

Ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9) weszła w życie w dniu 18.01.2018 r. Ustawa wprowadziła nową usługę – obowiązek mocowy 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 mocowych – 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 2018 r. odbędą się trzy aukcje na okresy dostaw 2021, 2022 oraz 2023. 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 (Dz.U. 2016 poz. 831), która uchyla ustawę z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej. Ustawa weszła w życie w dniu 1 października 2016 r. Ustawa ta 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, których wykonywanie będzie obowiązkowe od momentu wejścia ustawy w życie.

Szczegółowy opis ww. ustawy znajduje się w rozdziale 12.2.1 dotyczącym możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jedn.: Dz.U. 2017 poz. 1148) wprowadza regulacje mające na celu wzrost udziału OZE w procesie wytwarzania energii finalnej. Ustawa podlegała wielu nowelizacjom. Ostatnia wprowadzona została przez ustawę z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Nowela weszła w życie z dniem 14.07.2018 r. Najważniejszym obszarem, który reguluje ta nowelizacja jest system aukcyjny – najważniejszy mechanizm wspierania inwestycji w energetyce odnawialnej. Wprowadzona została reguła kumulacji publicznej, która zakłada pomniejszenie pomocy operacyjnej, o którą inwestor ubiega się w aukcji w postaci gwarantowanej ceny za energię, uwzględniającej premię ponad cenę rynkową, o wszelką uprzednio otrzymaną pomoc inwestycyjną – np. unijną dotację. Zagwarantowana w drodze aukcji stała cena energii ma przysługiwać inwestorowi przez 15 lat od uruchomienia wytwarzania i będzie co roku powiększana o wskaźnik inflacji. Nowela wprowadza też w systemie aukcyjnym nowe koszyki aukcyjne oraz określona maksymalne ceny, które będą mogli zgłosić inwestorzy w poszczególnych, zaplanowanych na ten rok aukcjach (wcześniej te ceny podawano w rozporządzeniu ministra energii).

Szczegółowy opis ww. ustawy znajduje się w rozdziale 13.1 dotyczącym oceny możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenie miasta.

Ustawa tzw. antysmogowa

Ustawa z dn. 10.09.2015 o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2015 poz. 1593) – 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), które określa normy emisyjne dla nowych, wprowadzanych na rynek kotłów na paliwo stałe o mocy znamionowej 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 nie dotyczy kotłów służących do wytwarzania ciepła wyłącznie na potrzeby c.w.u. Rozporządzenie obowiązuje od dnia 1.10.2017 r., a traci moc w 2020 r. ze względu na wejście w życie unijnych przepisów zaostrzających 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 stale.

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz.U. 2018 poz. 317) określa ramy prawne dla rozbudowy infrastruktury służącej do ładowania pojazdów elektrycznych oraz tankowania CNG oraz LNG. Jej celem jest stymulowanie

rozwoju elektromobilności oraz rozszerzenia zastosowania paliw alternatywnych w sektorze transportowym. Szczegółowy opis ww. ustawy znajduje się w rozdziale 15.

2.3 Planowanie energetyczne na szczeblu regionalnym

Zaktualizowana Strategia rozwoju województwa wielkopolskiego do 2020 roku 'Wielkopolska 2020'

Zaktualizowana Strategia „Wielkopolska 2020" została przyjęta Uchwałą Nr XXIX/559/12 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 17 grudnia 2012 r.

Dla zagadnień ujętych w niniejszej aktualizacji „Założeń…" istotne znaczenie mają następujące cele strategiczne i operacyjne wyznaczone w Strategii:

- ➔ Cel strategiczny 2 – Poprawa stanu środowiska i racjonalne gospodarowanie jego zasobami:
  - Cel operacyjny 2.4. – Wykorzystanie, racjonalizacja gospodarki zasobami kopalin oraz ograniczanie skutków ich eksploatacji,
  - Cel operacyjny 2.5. – Ograniczanie emisji substancji do atmosfery;
- ➔ Cel strategiczny 3 – Lepsze zarządzanie energią:
  - Cel operacyjny 3.1. – Optymalizacja gospodarowania energią,
  - Cel operacyjny 3.2. – Rozwój produkcji i wykorzystanie alternatywnych źródeł energii,
  - Cel operacyjny 3.3. – Poprawa bezpieczeństwa energetycznego regionu.

Szczegółowy opis zgodności ww. celów zawartych w Strategii „Wielkopolska 2020" z kierunkami działań wskazanymi w niniejszej „Aktualizacji założeń…" znajduje się w rozdz. 12.1.

Strategia wzrostu efektywności energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii w Wielkopolsce na lata 2012-2020

Strategia przyjęta została w dniu 17 grudnia 2012 r. uchwałą nr XXIX/576/12 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego. W dokumencie wytypowano te kierunki działań, w których polityka regionalna może najskuteczniej przyczynić się do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym województwa oraz wzrostu efektywności energetycznej. Szczegółowy opis dokumentu przedstawiono w rozdz. 12.1.

Program Ochrony Powietrza

„Program ochrony powietrza w zakresie pyłu PM10 oraz B(a)P dla strefy aglomeracja poznańska, którego integralną część stanowi plan działań krótkoterminowych w zakresie pyłu PM10" przyjęty został Uchwałą nr XI/316/15 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 26 października 2015 r. POP opracowany został w związku z naruszeniem standardów jakości powietrza w 2013 roku w zakresie:

- przekroczenia poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego PM10;
- przekroczenia poziomu docelowego benzo(a)pirenu.

Główną przyczyną występowania ww. przekroczeń (wskazaną w POP) jest emisja zanieczyszczeń z indywidualnych systemów grzewczych oraz z komunikacji. W związku z powyższym w POP wskazano, iż podstawowym działaniem zmierzającym do obniżenia stę-

żeń pyłów oraz B(a)P na terenie strefy aglomeracja poznańska jest zmiana sposobu ogrzewania w lokalach wykorzystujących indywidualnie niskosprawne kotły lub piece na paliwo stałe – na ogrzewanie niskoemisyjne lub bezemisyjne. W celu uzyskania poprawy jakości powietrza POP proponuje realizację następujących działań:

- ➔ podłączenie do sieci ciepłowniczej lub zmianę na ogrzewanie elektryczne, pompy ciepła (lub inne źródła odnawialnej energii) w lokalach ogrzewanych niskosprawnymi kotłami na paliwo stałe, zarówno w zabudowie wielo- jak i jednorodzinnej;
- ➔ wymianę nieefektywnego ogrzewania na paliwa stałe na nowoczesne piece gazowe, zarówno w zabudowie wielo- jak i jednorodzinnej;
- ➔ termomodernizację budynków, w których wymieniane jest źródło ciepła.

Szczegółowy opis zagadnień związanych z POP znajduje się w rozdz. 16.1.1 dotyczącym oceny jakości powietrza w Poznaniu.

Uchwały antysmogowe samorządu wojewódzkiego

Sejmik Województwa Wielkopolskiego w dniu 18 grudnia 2017 r. przyjął tzw. „uchwałę antysmogową", tj.: uchwałę nr XXXIX/942/17 w sprawie wprowadzenia, na obszarze Miasta Poznania, ograniczeń lub zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw (Dz. Urz. Woj. Wlkp. z dnia 29 grudnia 2017 r. poz. 8808).

Ww. uchwała wprowadziła od 1 maja 2018 r. zakaz stosowania najgorszej jakości paliw stałych, np. bardzo drobnego miału lub węgla brunatnego czy flotokoncentratu. Ponadto wprowadzone zostały ograniczenia dla kotłów oraz tzw. miejscowych ogrzewaczy, np. kominków i pieców. Wszystkie nowe kotły po 1 maja 2018 r. muszą zapewnić możliwość wyłącznie automatycznego podawania paliwa, wysoką efektywność energetyczną oraz dotrzymanie norm emisyjnych. Nie mogą również posiadać rusztu awaryjnego oraz możliwości jego zamontowania.

Kotły zainstalowane przed wejściem w życie uchwały antysmogowej i nie spełniające jej wymagań będą musiały być wymienione w dwóch etapach:

- do 1 stycznia 2024 r. – w przypadku kotłów bezklasowych,
- do 1 stycznia 2028 r. – w przypadku kotłów spełniających wymagania dla klasy 3 lub 4 według normy PN-EN 303-5:2012.

Kotły tzw. 5 klasy, zainstalowane przed wejściem w życie ww. uchwały, będą mogły być użytkowane dożywotnio. Ponadto miejscowe ogrzewacze pomieszczeń (piece, kominki, kozy) zainstalowane przed wejściem w życie uchwał antysmogowych i nie spełniające ich wymagań będą musiały być wymienione do 1 stycznia 2026 r.

Sejmik Województwa Wielkopolskiego przyjął również dwie inne uchwały antysmogowe obowiązujące oddzielnie: na terenie Miasta Kalisza oraz na obszarze województwa (bez Miasta Poznania i Miasta Kalisza).

2.4 Rola założeń w systemie planowania energetycznego w gminie

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 mieszkań-

ców. 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 cieplną oraz gaz.**

Prawo energetyczne (PE) 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.

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 prezydenta (wójta, burmistrza) miasta, a następnie podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa. Projekt założeń przed uchwaleniem przez Radę Miasta (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 PE) do bezpłatnego udostępnienia swoich **Planów rozwoju**.

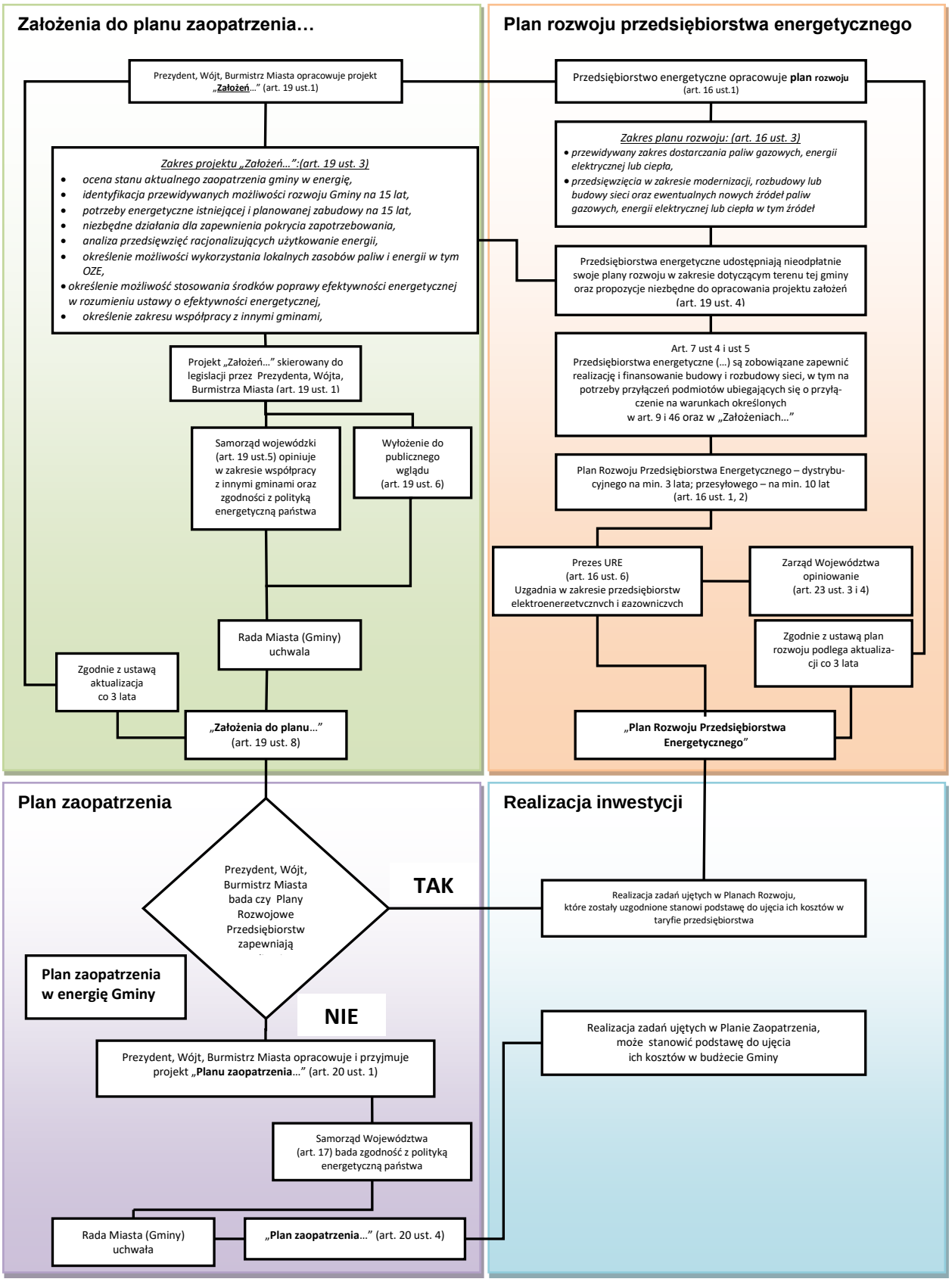
Dokumenty te obejmują zgodnie z prawem plan działań w zakresie obecnego i przyszłego zaspokajania zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło.

Plany, o których mowa w art. 16 ust. 1 PE 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 prezydent (wójt, burmistrz) 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 Miasta (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 przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 2-1Proces planowania energetycznego na szczeblu lokalnym



3. Charakterystyka miasta

3.1 Położenie geograficzne miasta i podział na jednostki bilansowe

Miasto Poznań położone jest w zachodniej części Polski, a dokładniej w środkowej części województwa wielkopolskiego, którego jest stolicą. Miasto znajduje się na obszarze makroregionu Pojezierze Wielkopolskie, nad rzeką Wartą, która dzieli Poznań na dwie jednostki morfologiczne – Wysoczyznę Poznańską (po zachodniej stronie rzeki) oraz Wysoczyznę Gnieźnieńską (po wschodniej stronie rzeki). Poznań charakteryzuje zróżnicowane ukształtowanie terenu – część miasta znajduje się na terenach wysoczyznowych, a część w dolinach rzek. Najniżej położonym obszarem jest Przełomowa Dolina Warty (dno na wysokości 45 m n.p.m.), natomiast najwyższy punkt stanowi Góra Moraska (154 m n.p.m.).

Rysunek 3-1 Położenie miasta Poznania w województwie wielkopolskim



Źródło: http://www.poznan.uw.gov.pl/samorzad-terytorialny

Miasto Poznań zlokalizowane jest w centralnej części aglomeracji poznańskiej. Zajmuje obszar 262 km^2 i sąsiaduje z następującymi gminami:

- od strony północnej:
  - Rokietnica – gmina wiejska,
  - Suchy Las – gmina wiejska,
  - Czerwonak – gmina wiejska,
- od strony południowej:
  - Luboń – gmina miejska,
  - Mosina – gmina miejsko-wiejska,
  - Kórnik – gmina miejsko-wiejska,
  - Komorniki – gmina wiejska,
- od strony wschodniej:
  - Swarzędz – gmina miejsko-wiejska,
  - Kleszczewo – gmina wiejska,
- od strony zachodniej:
  - Tarnowo Podgórne – gmina wiejska,
  - Dopiewo – gmina wiejska.

Według informacji zawartych w zestawieniach GUS - Bank Danych Lokalnych w 2014 roku stan wykorzystania powierzchni miasta przedstawiał się następująco:

- ➔ tereny zabudowane i zurbanizowane – 44,4% (w tym m.in.: tereny: mieszkaniowe – 12,7%, przemysłowe – 4,2%, komunikacyjne – 13,5%, rekreacji i wypoczynku – 3,6%);
- ➔ użytki rolne – 31,5%;
- ➔ grunty zadrzewione i zakrzewione – 15,5%;
- ➔ grunty pod wodami – 2,7%;
- ➔ nieużytki – 2%;
- ➔ tereny różne – 3,6%;
- ➔ użytki ekologiczne – 0,4%.

Podział miasta na jednostki bilansowe w niniejszym opracowaniu jest utrzymany według podziału przyjętego we wcześniejszych edycjach założeń, tj. dokumentach przyjętych wcześniej uchwałami Rady Miasta: LXXVII/905/III/2002 z 2002 r. i XV/165/VI/2011 z 2011 r. oraz najnowszej aktualizacji przyjętej uchwałą Nr XI/88/VII/2015 z dnia 5 maja 2015 r.

Podział miasta na dzielnice (jednostki bilansowe) oraz położenie gmin sąsiadujących przedstawiono na rysunku 3.2.

Rysunek 3-2 Podział miasta Poznania na jednostki bilansowe oraz położenie gmin sąsiadujących



Źródło: „Aktualizacja projektu założeń… dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r. + opracowanie własne

Tabela 3-1 Zestawienie jednostek bilansowych w mieście z podziałem na dzielnice

Oznaczenie jednostki bilansowej	Dzielnice	Powierzchnia [ha]	Liczba mieszkańców [tys.] Stan na:	
			2011*	01.01.2015**
A1	Stare Miasto i Chwaliszewo	349	32,0	31,1
A2	Jeżyce	273	27,4	26,7
B1	Winogrady (osiedla mieszkaniowe: Na Murawie, Przyjaźni, Pod Lipami, Zwycięstwa, Wichrowe Wzgórze, Kosmonautów, Szeląg)	462	50,3	49,3
B2	Sołacz, Winiary (osiedla mieszkaniowe: Powstańców Warszawy, Winiary, Słowiańskie)	417	19,5	19,4
B3	Strzeszyn, Strzeszynek (Osiedle Literackie)	783	7,1	7,8
B4	Podolany	508	7,5	8,1
B5	Piątkowo (osiedla mieszkaniowe: Bolesława Chrobrego, Bolesława Śmiałego, Władysława Jagiełły, Zygmunta Starego, Stefana Batorego, Jana Sobieskiego, Marysieńki)	460	49,5	49,0
B6	Piątkowo (osiedle mieszkaniowe: Władysława Łokietka)	273	11,8	11,1
B7	Naramowice	208	2,7	2,4
B8	Umultowo, Nowa Wieś Dolna	479	4,4	4,3
B9	Morasko, Huby Moraskie	994	1,1	1,3
B10	Radojewo, Nowa Wieś Górna	581	0,9	0,8
C1	Wilda	221	25,0	24,2
C2	Wilda	141	5,1	4,2
C3	Dębiec (osiedle mieszkaniowe: Dębina)	126	14,0	13,3
C4	Świerczewo	455	17,5	16,7
C5	Górczyn, Zatorze (osiedle Hetmańskie)	253	14,6	14,0
C6	Łazarz	241	31,2	30,5
C7	Grunwald, Junikowo, Raszyn (osiedle mieszkaniowe: Kopernika)	409	27,0	25,1
C8	Junikowo	152	2,6	2,5
C9	Jeżyce, Ostroróg (osiedle mieszkaniowe: ks. Popiełuszki)	196	25,5	26,3
C10	Ławica, Marcelin, Edwardowo (osiedle mieszkaniowe: Bajkowe)	314	6,0	6,9
C11	Ogrody	173	7,1	6,4
C12	Wola, Sytkowo (osiedle mieszkaniowe: Lotników Wielkopolskich)	896	5,6	5,4
C13	Smochowice, Krzyżowniki	305	7,6	7,7
D1	Miasteczko, Św. Roch, Piotrowo	178	4,7	4,8
D2	Rataje (osiedla mieszkaniowe: Piastowskie, Jagiellońskie, Oświecenia, Powstań Narodowych, Rzeczypospolitej, Bohaterów II Wojny Światowej, Armii Krajowej, Polan)	268	34,2	33,8
D3	Chartowo (osiedla mieszkaniowe: Tysiąclecia, Lecha, Czecha, Rusa)	203	25,9	25,3
D4	Zegrze (osiedla mieszkaniowe: Stare Zegrze, Orła Białego)	128	18,0	17,3
D5	Starołęka Mała	219	2,9	2,8
D6	Starołęka Wielka	423	5,1	5,9
D7	Minikowo, Lotnisko Wojskowe Krzesiny	995	0,7	0,6
D8	Krzesiny, Garaszewo, Pokrzywno	1 172	2,7	2,6
D9	Szczepankowo, Michałowo, Spławie, Krzesinki	1 372	6,5	6,3
D10	Franowo, Kobylepole	635	4,8	4,2
E1	Antoninek	192	7,7	6,9
E2	Śródka, Ostrów Tumski, Komandoria (osiedle mieszkaniowe: Warszawskie)	258	9,2	8,9
E3	Główna, Zawady	302	4,2	4,4
E4	Janikowo, Karolin	341	0,8	0,9

Oznaczenie jednostki bilansowej	Dzielnice	Powierzchnia [ha]	Liczba mieszkańców [tys.] Stan na:	
			2011*	01.01.2015**
F1	Kotowo, Fabianowo	527	1,7	1,8
F2	Osiedle Plewiska	303	6,1	5,6
ZI - ZVI	Tereny zielone	8 945	16,0	15,3

** stan na 2011 r.– wg załącznika do „Aktualizacji projektu założeń… dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r.*
*** stan na 2015 r. – oszacowano wg Prognozy demograficznej dla poznańskich jednostek pomocniczych - osiedli do 2050 r. - Jan Paradysz*

3.2 Charakter miasta

Miasto Poznań jest stolicą województwa wielkopolskiego oraz Aglomeracji Poznańskiej (Poznański Obszar Metropolitalny). Miasto jest znaczącym ośrodkiem gospodarczym, przemysłowym, akademickim i naukowym – jest jednym z najsilniejszych ośrodków gospodarczych w kraju. Gospodarka miasta, bogata i zróżnicowana (zdominowana przez usługi), przyczyniła się do osiągnięcia PKB na mieszkańca 2-krotnie wyższego od średniej krajowej oraz najniższej wśród polskich miast stopy bezrobocia. Poznań jest również miastem o największym znaczeniu kulturowym w regionie, a także wiodącym pod względem usług oraz handlu.
W październiku 2013 r. Poznań otrzymał od agencji ratingowej Fitch Ratings – jednej z najbardziej znaczących agencji ratingowych na świecie (o wysokiej wiarygodności i prestiżu na międzynarodowym rynku usług ratingowych), międzynarodową długoterminową ocenę wiarygodności kredytowej na poziomie: „A-" z prognozą stabilną. Systematycznie w kolejnych latach, a ostatnio w październiku 2017 r., ww. agencja potwierdzała międzynarodowe długoterminowe ratingi dla Miasta Poznania dla zadłużenia w walucie zagranicznej i krajowej na poziomie „A-",co oznacza, że miasto ma bardzo wysoką zdolność do wywiązywania się z zaciągniętych zobowiązań finansowych, która w najbliższym czasie nie powinna ulec zmianie. Jest to najwyższa możliwa do uzyskania przez polski samorząd ocena ratingowa tej agencji, równa ocenie wiarygodności kredytowej kraju. Posiadanie oceny wiarygodności kredytowej umożliwia łatwiejszy i szerszy dostęp do rynków finansowych oraz pozwala na pozyskanie kapitału zewnętrznego na korzystniejszych warunkach.

3.3 Ludność i zasoby mieszkaniowe

Według stanu na dzień 31.12.2017 r. miasto Poznań zamieszkuje 538 633 mieszkańców (dane Banku Danych Lokalnych GUS). Przy powierzchni miasta równej 262 km^2 gęstość zaludnienia wynosi 2 057 osób/km^2.

Zasoby mieszkaniowe miasta Poznania – wg stanu na 31.12.2017 r. – wynoszą ok. 258 143 mieszkania o łącznej powierzchni użytkowej ok. 16 663,9 tys. m^2.

W poniższych tabelach przedstawiono porównanie liczby ludności oraz charakterystykę wskaźnikową zasobów mieszkaniowych w mieście w latach 2000, 2010, 2013, 2016 i 2017.

Tabela 3-2 Porównanie liczby ludności oraz gęstości zaludnienia w Poznaniu w latach 2000, 2010, 2013, 2016 i 2017

Lata	2000	2010	2013	2016	2017
Liczba ludności	582 254	555 614	548 028	540 372	538 633
Gęstość zaludnienia [os./km^2]	2 228	2 122	2 092	2 063	2 057

Źródło: dane GUS

Tabela 3-3 Charakterystyka wskaźnikowa zasobów mieszkaniowych w Poznaniu

Lata	2000	2010	2013	2016	2017
Liczba mieszkań	200 290	236 627	244 193	254 074	*258 143*
Powierzchnia użytkowa mieszkań [m^2]	11 773 519	15 260 556	15 799 154	16 411 893	*16 663 867*
Powierzchnia użytkowa na mieszkanie [m^2]	58,8	64,5	64,7	64,6	*64,6*
Powierzchnia użytkowa na osobę [m^2]	20,2	27,5	28,8	30,4	*30,9*
Ilość osób na mieszkanie	2,91	2,35	2,24	2,13	*2,09*

Źródło: dane GUS

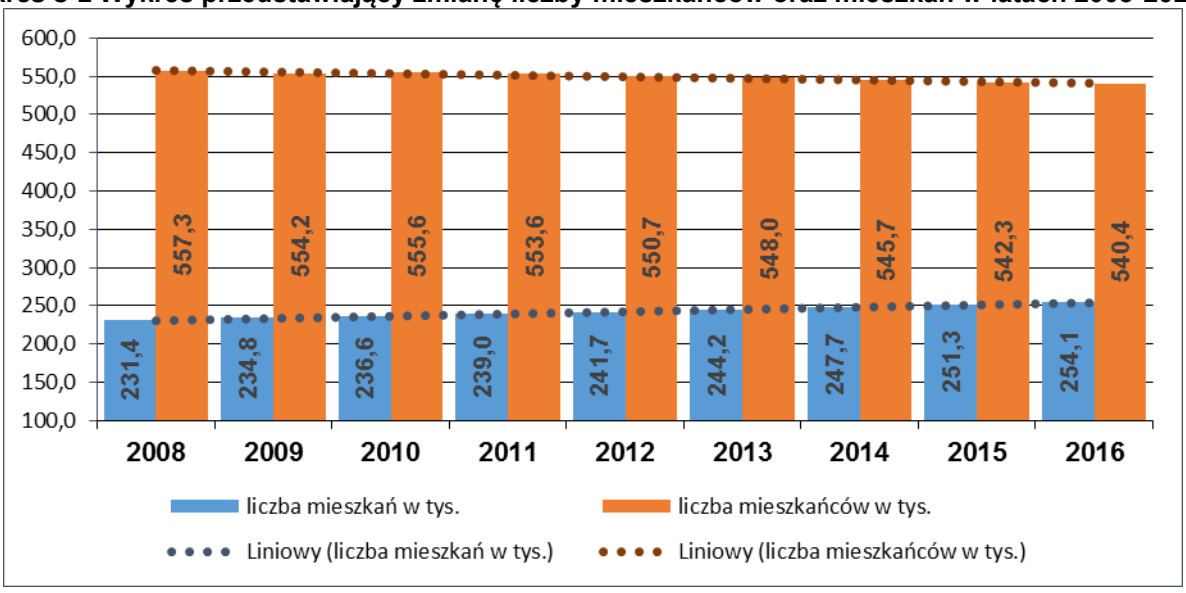
Jak wynika z tabeli 3-2 liczba ludności w mieście stopniowo maleje, co wpływa również na zmniejszenie gęstości zaludnienia. Od 2010 r. liczba mieszkańców spadła o prawie 17 tys. osób. Natomiast liczba mieszkań wzrasta z roku na rok.

Tabela 3-4 Charakterystyka mieszkań oddanych do użytku w latach 2000, 2010, 2013, 2016 i 2017

Lata	2000	2010	2013	2016	2017
Mieszkania oddane do użytku	2234	3180	2597	2915	4069
w tym m.in.: budownictwo indywidualne	259	543	392	400	294
przeznaczone na sprzedaż lub wynajem	1084	2586	2004	2453	3553
Powierzchnia oddana do użytku [m^2]	141 554	230 615	184 830	191 316	251 974
Średnia powierzchnia użytkowa na mieszkanie [m^2]	63,4	72,5	71,2	65,6	61,9

Źródło: dane GUS

Wykres 3-1 Wykres przedstawiający zmianę liczby mieszkańców oraz mieszkań w latach 2008-2016



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z GUS

W ciągu ostatnich 3 lat do użytku oddawanych było średnio ok. 3,5 tys. mieszkań rocznie, o średniej powierzchni użytkowej ok. 63 m^2.

Na obszarze miasta działa wiele podmiotów administrujących zasobami mieszkaniowymi, największe z nich to:

- Zarząd Komunalnych Zasobów Lokalowych,
- Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Mieszkaniowej,
- Poznańska Spółdzielnia Mieszkaniowa,
- Dębiecka Spółdzielnia Mieszkaniowa,
- Poznańska Spółdzielnia Mieszkaniowa „Winogrady”,
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Grunwald”,
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Osiedle Młodych”,
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Dębina”,
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Wielkopolanka”,
- SM Lokatorsko-Własnościowa „Jeżyce”,
- SM im. Hipolita Cegielskiego,
- Poznańskie Towarzystwo Budownictwa Społecznego.

3.4 Sektor usługowo-wytwórczy

Poznań jest dużym ośrodkiem przemysłowym. W mieście dominuje przemysł motoryzacyjny, spożywczy, farmaceutyczny, chemiczny oraz elektromaszynowy. Według danych Głównego Urzędu Statystycznego w 2017 r. w Poznaniu zarejestrowanych było około 112,5 tys. podmiotów gospodarczych, z czego 96% stanowi sektor prywatny (ok. 108,1 tys. zarejestrowanych jednostek). Liczba spółek z udziałem kapitału zagranicznego (ok. 3,6 tys.) jest jedną z największych w Polsce. Podmioty gospodarcze prowadzą najczęściej działalność usługową, w tym najliczniej w sekcjach „Handel; naprawa pojazdów samochodowych” oraz „Działalność profesjonalna, naukowa i techniczna”. Najczęstszą formą prowadzenia biznesu w Poznaniu jest własna działalność gospodarcza oraz spółki prawa handlowego.

Główny udział w przychodach ze sprzedaży w przemyśle mają: produkcja pojazdów mechanicznych, przyczep i naczep, produkcja artykułów spożywczych i napojów, produkcja wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych, produkcja urządzeń elektrycznych. Struktura produkcji sprzedanej przemysłu, jak i zatrudnienia w sektorze przedsiębiorstw, wskazuje na rosnące znaczenie w produkcji przemysłowej działów zaawansowanych technologicznie.

Do największych przedsiębiorstw działających na terenie miasta należą m.in.: Bridgestone Poznań Sp. z o.o., Exide Technologies S.A., GlaxoSmithKline Pharmaceuticals S.A., G.K. H. Cegielski – Poznań S.A., Kompania Piwowarska S.A., Lisner Sp. z o.o., NIVEA Polska Sp. z o.o. - Grupa Beiersdorf, SKF Poznań S.A., Unilever Polska S.A., Volkswagen Poznań S.A., Wrigley Poland Sp. z o.o.

Poznań jest jednym z najlepiej rozwiniętych miast pod względem działalności handlowej – według „Strategii Rozwoju Miasta Poznania 2020+” jest czwartym pod względem wielkości rynkiem handlowym w Polsce. W mieście znajduje się ponad 120 obiektów handlowych (hipermarkety, supermarkety, domy towarowe i handlowe). Sklepy w Poznaniu zajmują powierzchnię sprzedażową liczącą ok. 571 tys. m^2. W mieście zlokalizowane są Międzynarodowe Targi Poznańskie Sp. z o.o., które dysponują powierzchnią ponad 110 tys. m^2 – największe centrum wystawiennicze w Polsce.

Na obszarze miasta działają również liczne centra biurowo-konferencyjne, ośrodki naukowo-badawcze (m.in. Wielkopolskie Centrum Zaawansowanych Technologii) oraz parki technologiczne (Poznański Park Naukowo-Technologiczny, Poznański Park Technolo-

giczno-Przemysłowy, prywatny park naukowo-technologiczny Nobel Tower oraz Inkubator Biznes i Nauka.), które mają znaczny wpływ na rozwój gospodarki w Poznaniu.
W Poznaniu powstała również podstrefa z 4 kompleksami Kostrzyńsko-Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej o powierzchni 108,1 ha, z której korzysta już koncern Volkswagen oraz korporacja Exide Technologies.

W tabelach poniżej przedstawiono strukturę działalności jednostek gospodarczych zlokalizowanych na terenie Poznania:

- jednostki zarejestrowane w układzie sektorów (publiczny i prywatny);
- jednostki zarejestrowane wg PKD i rodzajów działalności.

Tabela 3-5 Jednostki gospodarcze zarejestrowane wg sektorów w latach 2000, 2010, 2013,2016 i 2017

Sektor	2000	2010	2013	2016	2017
Sektor publiczny	**1 889**	**1 648**	**1 538**	**1 568**	**1 543**
państwowe i samorządowe jednostki prawa budżetowego	449	795	712	720	673
przedsiębiorstwa państwowe	64	9	3	3	3
spółki handlowe	b.d.	177	186	223	244
spółki handlowe z udziałem kapitału zagranicznego	b.d.	3	3	3	3
Sektor prywatny	**76 831**	**96 444**	**103 545**	**106 507**	**108 127**
osoby fizyczne	b.d.	68 926	69 379	66 539	66 451
spółki handlowe	b.d.	13 262	18 162	23 025	24 523
spółki handlowe z udziałem kapitału zagranicznego	b.d.	2 758	3 278	3 819	4 031
spółdzielnie	297	291	311	318	323
fundacje	206	526	719	1 042	1 129
stowarzyszenia i organizacje społeczne	964	2 038	2 315	2 584	2 673
RAZEM (sektor publiczny i prywatny)	**78 720**	**98 092**	**105 083**	**110 531**	**112 548**

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Tabela 3-6 Jednostki gospodarcze zarejestrowane wg rodzajów działalności w latach 2000, 2010, 2013, 2016 i 2017

Rodzaj działalności	2000	2010	2013	2016	2017
ogółem	**78 720**	**98 092**	**105 083**	**110 531**	**112 548**
rolnictwo, leśnictwo, łowiectwo i rybactwo	b.d.	530	539	495	514
przemysł i budownictwo	b.d.	18 282	18 070	17 998	18 252
pozostała działalność	b.d.	79 280	86 474	b.d.	93 782

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

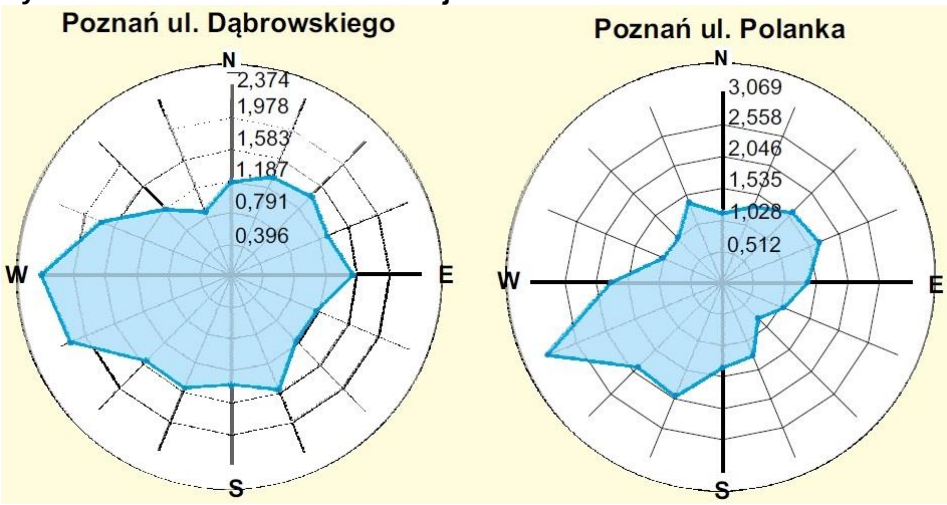
Według powyższych danych liczba podmiotów gospodarczych działających na terenie miasta wzrasta z roku na rok z powodu szybko narastającej liczby jednostek w sektorze prywatnym. W roku 2017 zarejestrowano łącznie 8 570 nowych podmiotów gospodarczych, z czego 6 154 to jednostki należące do sektora prywatnego. Osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą stanowią 66% nowo zarejestrowanych jednostek, a ok. 1,5% to spółki handlowe. Liczba jednostek wyrejestrowanych w roku 2017 – 5 999, z czego 5 901 to jednostki w sektorze prywatnym (osoby fizyczne prowadzące działalność – 5 382).

3.5 Warunki klimatyczne

Poznań zlokalizowany jest w strefie klimatu umiarkowanego, na obszarze przejściowym od klimatu morskiego do kontynentalnego. Przemienne przenikanie mas napływającego powietrza, pochodzenia oceanicznego z zachodu oraz kontynentalnego ze wschodu, wpływa na dużą zmienność stanów pogody w mieście. Najczęściej zauważa się napływ powietrza polarno-morskiego, które w lecie powoduje zachmurzenie i częste opady atmosferyczne,

natomiast w zimie przyczynia się do ocieplenia i odwilży. Rzadziej obserwuje się napływ powietrza polarno-kontynentalnego powodującego pogodę słoneczną latem oraz mroźną zimę.
Na terenie Poznania głównie występują wiatry z kierunku zachodniego oraz południowo-zachodniego. Średnia roczna prędkość wiatru wynosi 0,7 m/s. Na poniższym rysunku przedstawiono róże wiatrów ze stacji na terenie Poznania w 2016 r.

Rysunek 3-3 Róże wiatrów dla stacji w Poznaniu w 2016 r.



Źródło: WIOŚ w Poznaniu, Stan Środowiska w Wielkopolsce. Raport 2017

Najwyższe miesięczne sumy opadów występują zwykle w czerwcu i lipcu (średnio ok. 80 mm), a średnia roczna suma opadów w mieście wynosi ok. 500 mm. W poniższej tabeli przedstawiono średniomiesięczne opady atmosferyczne w Poznaniu w latach 2014-2016.

Tabela 3-7 Średniomiesięczne opady atmosferyczne w Poznaniu w latach 2014-2016

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Suma opadu [mm] w roku:	2014	43,9	6,2	41,2	64,7	87,7	38,2	89,8	56,8	43,5	29,1	13,9	43,1
	2015	37,8	9,1	45,1	17,0	22,9	86,0	88,8	25,5	21,8	17,4	44,6	21,7
	2016	39,1	40,9	45,3	47,8	41,3	74,3	128,3	36,3	3,4	75	37,8	38,5
% normy w odniesieniu do wielolecia 1971-2000	2014	149	27	125	207	187	62	118	103	100	83	42	111
	2015	129	40	137	54	49	139	117	46	50	50	136	56
	2016	133	179	137	153	88	120	169	66	8	215	115	99
Liczba dni z opadem	2014	19	4	10	13	14	12	13	17	12	13	6	20
	2015	19	4	13	8	12	14	12	9	12	9	14	13
	2016	18	18	14	17	12	17	14	9	3	22	11	14

Źródło: opracowanie własne na podstawie WIOŚ w Poznaniu, Stan Środowiska w Wielkopolsce. Raporty za lata 2014-2017

Zgodnie z normą PN-82/B-02403 miasto Poznań leży w II strefie klimatycznej Polski, dla której obliczeniowa temperatura powietrza na zewnątrz budynku wynosi -18°C. Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu.
W Poznaniu średnia roczna temperatura wynosi ok. 8,8°C. Zgodnie z klasyfikacją termiczną H. Lorenc według danych ze stacji meteorologicznej Poznań-Ławica, na Pojezierzu Wielkopolskim lata 2014-2015 były anomalnie ciepłe, a rok 2016 – lekko ciepły.

3.6 Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych

3.6.1 Rodzaje utrudnień

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 powstałych z ręki człowieka. Mają one charakter obszarowy lub liniowy. Do najważniejszych należą:

- akweny i cieki wodne;
- obszary zagrożone zniszczeniami powodziowymi;
- obszary nie ustabilizowane geologicznie (np. bagna, 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 opłacalne: pokonanie przeszkody czy jej obejście. Zależy to 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, rezerwaty 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 zamknięte: wojskowe, kolejowe.

W niektórych przypadkach prowadzenie elementów systemów zaopatrzenia w ciepło jest całkowicie niemożliwe, a dla pozostałych jest utrudnione, wymagające dodatkowych zabezpieczeń potwierdzonych odpowiednimi uzgodnieniami i pozwoleniami.
Ponadto w przypadku obszarów objętych ochroną konserwatorską mocno utrudnione może być prowadzenie działań termorenowacyjnych obiektów. W każdym przypadku konieczne jest prowadzenie uzgodnień z konserwatorem zabytków.

3.6.2 Utrudnienia związane z elementami geograficznymi

Trasy komunikacyjne

Na terenie Poznania zlokalizowany jest ważny węzeł 7 dróg o znaczeniu międzyregionalnym i międzynarodowym. Przez miasto przebiega trasa komunikacyjna Wschód - Zachód, która prowadzi od Moskwy, poprzez Warszawę, Poznań, Frankfurt i Berlin do Europy Zachodniej. Trasa ta przecina się ze szlakiem prowadzącym do Europy Południowej (od Szczecina, przez Poznań, Wrocław, Kłodzko, Pragę). Przez Poznań przebiegają także szlaki łączące Śląsk z Wybrzeżem oraz inne, zapewniające dogodne warunki komunikacji z niemal każdym regionem kraju.

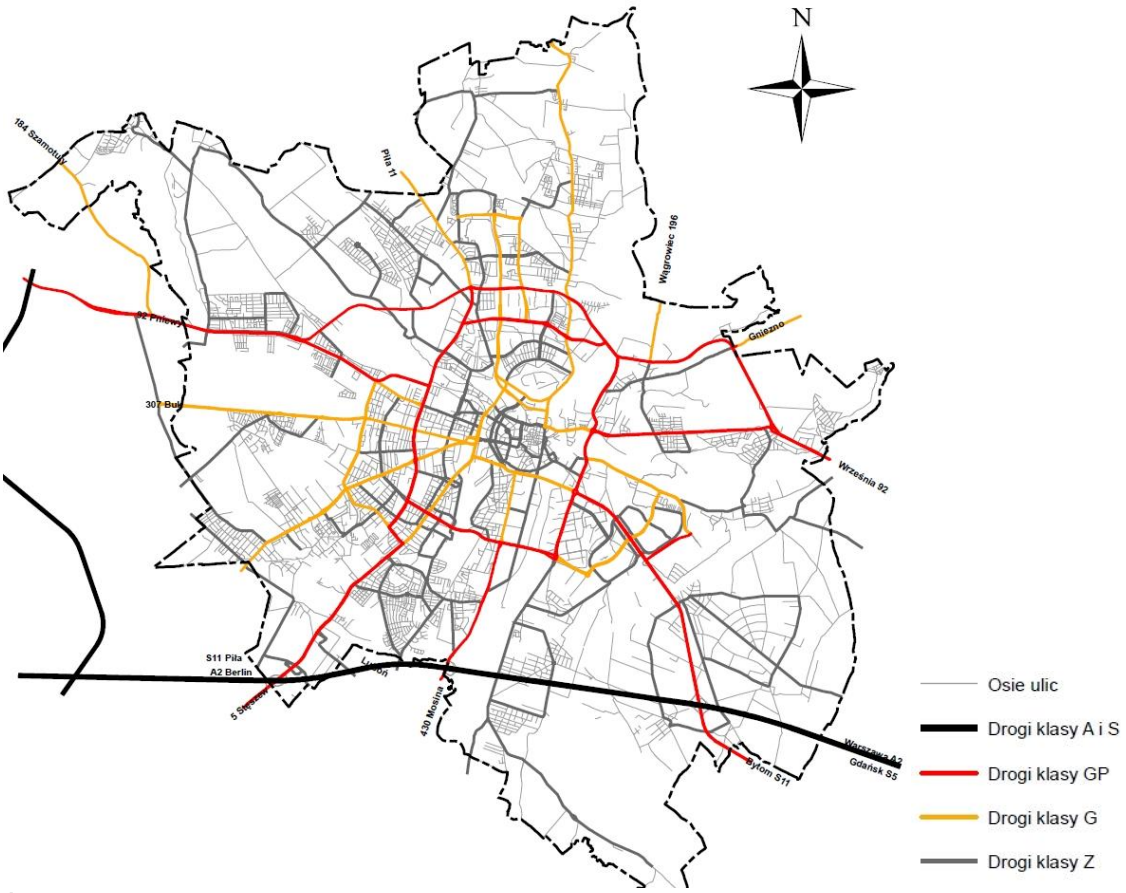
Drogi krajowe przebiegające przez miasto:

- odcinek autostrady A2 z Konotopy k. Warszawy do Świecka – z 13,3 km obwodnicą autostradową, zlokalizowaną w południowej części miasta;
- nr 2 Świecko – Terespol;
- nr 5 Lubawka – Świecie;
- nr 11 Kołobrzeg – Bytom.

Na obszarze miasta znajdują się również, oprócz dróg krajowych, liczne drogi wojewódzkie, powiatowe i gminne.

W trakcie realizacji są obwodnice Poznania – zachodnia (częściowo otwarta) i północno-wschodnia, które wyprowadzą z miasta ruch tranzytowy – szczególnie pojazdów ciężarowych.

Rysunek 3-4 Układ sieci drogowych w Poznaniu



Źródło: „Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Poznania”

Poznański Węzeł Kolejowy ma duże znaczenie dla transportu, gdyż umożliwia połączenia kolejowe z największymi miastami polskimi, jak i europejskimi. Najważniejsze trasy kolejowe to:

- E-20 – z Brukseli do Terespola,
- E-59 – ze Świnoujścia do Ostrawy.

Rysunek 3-5 Układ sieci kolejowej w Poznaniu



Źródło: „Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Poznania"

Na terenie Poznania zlokalizowany jest również Międzynarodowy Port Lotniczy Poznań-Ławica, który zapewnia dogodne warunki komunikacji międzynarodowej.
Opisane powyżej elementy infrastruktury transportowej są istotne dla dostępności komunikacyjnej miasta, ale stanowią również potencjalne utrudnienie dla rozwoju systemów energetycznych.

Akweny i cieki wodne

Miasto Poznań położone jest na Pojezierzu Wielkopolskim, w dorzeczu Warty. Na terenie miasta znajdują się rzeki, będące dopływami Warty:

➔ prawobrzeżne:
- Główna,
- Cybina,
- Kopel,

➔ lewobrzeżne:
- Strumień Różany,
- Bogdanka,
- Strumień Junikowski.

Oprócz rzek, układ wód powierzchniowych na obszarze Poznania tworzą także liczne naturalne bądź sztuczne zbiorniki wodne (jeziora, stawy, oczka itp.), potoki, strugi i cieki wodne. Największe z nich to: Jezioro Kierskie, Zbiornik Maltański, Zbiornik Rusałka oraz Jezioro Strzeszyńskie.
Zasoby wodne mogą stanowić potencjalne utrudnienie dla rozwoju systemów sieciowych, przede wszystkim ciepłowniczego i gazowniczego.

Rzeźba terenu
Zróżnicowane ukształtowanie terenu, którym charakteryzuje się Poznań, wynika zarówno z procesów geologicznych, jak i gospodarczej działalności człowieka. Rzeźbę terenu na obszarze miasta tworzą tereny wysoczyznowe oraz nisko położone doliny rzeczne. Przełomowa Dolina Warty stanowi najniżej położony punkt – 45 m n.p.m., natomiast najwyższym jest Góra Moraska – 154 m n.p.m. Rzeka Warta dzieli Poznań na dwie jednostki morfologiczne – Wysoczyznę Poznańską oraz Wysoczyznę Gnieźnieńską. Charakterystyczne jest występowanie poziomów terasowych, które przebiegają przez obszar miasta, tworząc szereg pagórków, dolin, wysp i półwyspów.
Rzeźba terenu, ze względu na swoją charakterystykę, może stanowić utrudnienie dla rozbudowy i eksploatacji systemów energetycznych miasta.

3.6.3 Utrudnienia związane z istnieniem obszarów podlegających ochronie

Obszary objęte ochroną konserwatorską
Na terenie Poznania znajduje się wiele obiektów wartościowych kulturowo, które podlegają ochronie. Aktualnie do Rejestru zabytków nieruchomych miasta Poznania (opracowanego przez Biuro Miejskiego Konserwatora Zabytków w Poznaniu) wpisane są 463 obiekty (*http://poznan.wuoz.gov.pl/rejestr-zabytkow*). Są to między innymi:

- zespoły urbanistyczno-architektoniczne (np. Stare Miasto, Stary Rynek);
- zespół kamienic secesyjnych;
- dzielnica willowa z domami i ogrodami, Park Sołacki, aleja kasztanowców;
- pozostałości średniowiecznych murów miejskich;
- pozostałości fortyfikacji pruskich z końca XIX w.;
- zespoły parkowe, ogrody, cmentarze;
- pojedyncze budynki lub zespoły budynków, m.in.: budynek Powszechnego Domu Towarowego „Okrąglak”, kościoły, kamienice, dworki i inne cenne pod względem historyczno-kulturowym budynki i budowle.

Obszary objęte ochroną archeologiczną
Ochroną archeologiczną objętych jest 14 obiektów, wpisanych do rejestru zabytków. Są to m.in. zabytkowe cmentarzyska, układy dawnych wsi i osad. Na terenie Poznania znajdują się również inne obszary objęte strefami ochrony archeologicznej oraz strefy występowania stanowisk archeologicznych.

Obszary przyrody chronionej

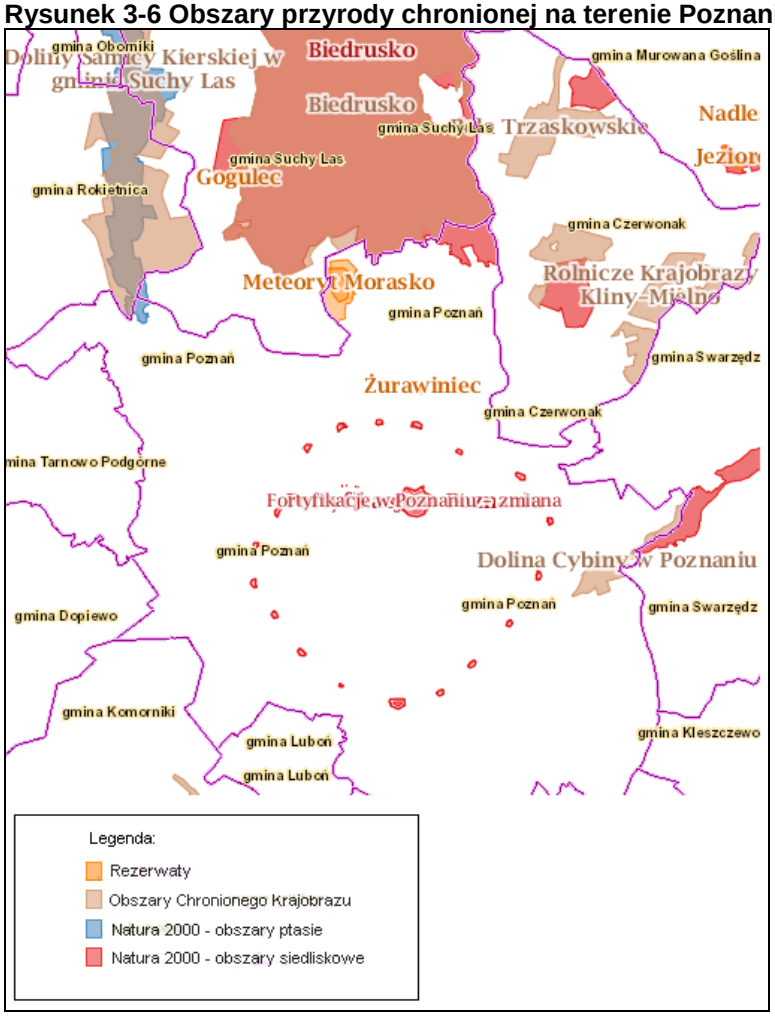
Aktualny, wg stanu na luty 2015 r. (*http://www.poznan.pl/mim/wos/news/aktualny-wykaz-form-ochrony-przyrody-w-poznaniu,68013.html*), wykaz form ochrony przyrody wymienia następujące obszary objęte stosownymi formami ochrony:

- rezerwaty przyrody:
  - „Meteoryt Morasko" – o powierzchni 54,5 ha – tereny siedmiu kraterów meteorytowych oraz fragment lasu grądowego z rzadkimi gatunkami runa,
  - „Żurawiniec" – o powierzchni 1,3 ha – obszar lasów, torfowisk;
- obszar chronionego krajobrazu „Dolina Cybiny w Poznaniu" – o powierzchni 182,66 ha – ochrona krajobrazu o zróżnicowanych ekosystemach, siedlisko rzadkich gatunków roślin oraz chronionych gatunków zwierząt;
- obszary NATURA 2000:
  - „Biedrusko" (PLH300001) – specjalny obszar ochrony siedlisk o powierzchni 9641,7 ha (w granicach miasta Poznania ok. 198,8 ha) – kompleksy lasów grądowych oraz kwaśnych dąbrów, występowanie siedlisk roślinnych;
  - „Fortyfikacje w Poznaniu" (PLH300005) – projektowany specjalny obszar ochrony siedlisk o łącznej powierzchni 137,4 ha - kompleks XIX-wiecznych budowli fortecznych – jedno z najważniejszych zimowisk nietoperzy w Polsce;
  - „Dolina Samicy" (PLB300013) – obszar specjalnej ochrony ptaków o łącznej powierzchni 2390 ha (na terenie Poznania jedynie 23,9 ha) – ochrona łąk, trzcinowisk, naturalnych i sztucznych oczek wodnych – 19 gatunków ptaków lęgowych;
- użytki ekologiczne – „Traszki Ratajskie" (5,23 ha), „Strzeszyn" (94,48 ha), „Bogdanka I" (151,45 ha) i „Bogdanka II" (7,63 ha), „Dębina I" (53,57 ha), „Dębina II" (31,06 ha) i „Darzybór" (408,02 ha);
- 34 pomniki przyrody – 19 pojedynczych drzew, 4 grupy drzew, 8 alej i 3 głazy narzutowe.

Obszary przyrody chronionej łącznie zajmują powierzchnię ok. 1 350 ha, co stanowi ponad 5% obszaru miasta.

Zlokalizowane na terenie miasta i pokazane na poniższym rysunku ww. elementy przyrody chronionej nie powinny stanowić utrudnienia w zakresie rozwoju systemów energetycznych, możliwe jest ich ominięcie przy planowaniu infrastruktury technicznej dla miasta.

Rysunek 3-6 Obszary przyrody chronionej na terenie Poznania



Źródło: http://geoserwis.gdos.gov.pl/mapy/

Kompleksy leśne

Na terenie Poznania zachowało się wg Banku Danych Lokalnych GUS za rok 2017 ok. 3,9 tys. ha lasów (w tym m.in. 1,23 tys. ha lasów publicznych Skarbu Państwa, z czego w zarządzie Lasów Państwowych – 1,22 tys. ha i ok. 2,2 tys. ha publicznych lasów gminnych). Kompleksy leśne stanowią element klinowo-pierścieniowego układu zieleni miasta i zlokalizowane są głównie w części wschodniej, zachodniej i południowej miasta.
Obszary te mogą stanowić pewne ograniczenie w rozwoju systemów energetycznych.

3.6.4 Inne utrudnienia mogące występować podczas rozbudowy systemów sieciowych

Podczas rozbudowy systemów sieciowych na terenach zurbanizowanych mogą wystąpić także utrudnienia związane z:

- koniecznością prowadzenia systemów sieciowych wzdłuż ulic w gęstej zabudowie,
- koniecznością przejściowych zmian organizacji ruchu ulicznego,
- istniejącym technicznym uzbrojeniem terenu,
- transportem, magazynowaniem i montażem elementów rurociągów na placu budowy.

II. CHARAKTERYSTYKA STANU ISTNIEJĄCEGO ZAOPATRZENIA MIASTA W NOŚNIKI ENERGII – BILANS POTRZEB ENERGETYCZNYCH

4. Zaopatrzenie Miasta w ciepło

Potrzeby cieplne odbiorców na teranie Poznania pokrywane są w ponad połowie ze źródła energetyki skojarzonej za pośrednictwem miejskiego systemu ciepłowniczego oraz bezpośrednio przez eksploatację kotłowni o zasięgu lokalnym i kotłowni indywidualnych, dla których w znakomitej większości jako paliwo wykorzystywany jest gaz ziemny.
Dla zasilania systemu ciepłowniczego, poza dostawą ciepła z Elektrociepłowni, wykorzystywane jest ciepło wytwarzane w nowo uruchomionym źródle – Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów oraz ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych.
Paliwo stałe – węglowe jest wykorzystywane na coraz mniejszą skalę w kotłowniach lokalnych i zabudowie mieszkaniowej. W ograniczonym zakresie wykorzystywany jako paliwo jest olej opałowy, na podobną skalę dla celów grzewczych wykorzystywana jest energia elektryczna.
Obserwuje się powolny wzrost udziału OZE, stanowiących w większości przypadków wsparcie działania rozwiązań tradycyjnych.

4.1 Veolia Energia Poznań - Przedsiębiorstwo Ciepłownicze

Przedsiębiorstwem energetycznym działającym na terenie Poznania w zakresie wytwarzania i dystrybucji ciepła jest Veolia Energia Poznań S.A. działająca w ramach grupy Veolia.
Wcześniej ww. działalność prowadzona była przez dwa podmioty: Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A. (Dalkia Poznań ZEC) – wytwórcę ciepła i energii elektrycznej oraz Dalkia Poznań S.A. – właściciela i operatora systemu ciepłowniczego. W 2014 roku nastąpiła zmiana nazwy obu firm odpowiednio na Veolia Energia Poznań ZEC S.A. oraz Veolia Energia Poznań S.A.
Przedsiębiorstwo w obecnym kształcie powstało przez połączenie w grudniu 2017 r., ściśle ze sobą współpracujących na terenie Poznania, spółek Veolia Energia Poznań S.A. (spółka przejmująca) i Veolia Energia Poznań ZEC (spółka przejmowana).
Veolia Energia Poznań S.A. będąca obecnie właścicielem i eksploatatorem źródła systemowego EC II Karolin oraz właścicielem i eksploatatorem miejskiego systemu ciepłowniczego (msc) w Poznaniu posiada koncesje na wytwarzanie, przesył ciepła i obrót ciepłem, ważne do 31.12.2025 r. oraz na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do 28 grudnia 2021 r., na dystrybucję energii elektrycznej ważną do 31 grudnia 2030 r. i obrót energią elektryczną ważną do 31 grudnia 2028 r.
Rozbudowany na terenie Poznania miejski system ciepłowniczy swoim zasięgiem obejmuje też miejscowości sąsiednie – Swarzędz, Koziegłowy i Zalasewo.

4.2 Źródła zasilania systemu ciepłowniczego

Podstawowym źródłem zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego Poznania (msc), zaopatrującego w ciepło obiekty na terenie znacznej części miasta Poznania, oraz wyprowadzonego poza jego granice w kierunku miejscowości: Swarzędz, Koziegłowy i Zalasewo jest Elektrociepłownia EC-II Karolin o mocy cieplnej osiągalnej 805 MW.
W 2017 roku Ciepłownia EC-I Garbary, której moc cieplna zainstalowana wynosiła w 2014 roku 117,1 MW_t, i następnie w roku 2016 ograniczona do 51 MW została całkowicie wyłączona z eksploatacji.
Od 2016 dodatkowym źródłem włączonym dla zasilania msc Poznania jest nowo uruchomiona Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych o osiągalnej mocy cieplnej 34 MW, zlokalizowana w bezpośrednim sąsiedztwie EC-II Karolin.
Źródłami wspomagającymi są 3 kotłownie gazowe, pełniące funkcję źródeł szczytowych o mocy łącznej 23,5 MW.

4.2.1 Elektrociepłownia Karolin – źródło kogeneracyjne

Elektrociepłownia Karolin jest podstawowym źródłem ciepła dla miejskiego systemu ciepłowniczego Poznania i znaczącym źródłem wytwarzania energii elektrycznej oddawanej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, opartym na wykorzystaniu wysokosprawnej technologii wytwarzania ciepła w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej.
Zlokalizowana jest w Poznaniu przy ul. Energetycznej 3 (adres wcześniejszy Gdańska 54).

Elektrociepłownia Karolin jest elektrociepłownią blokową z trzema blokami ciepłowniczymi, przy czym blok trzeci ma możliwość pracy w kondensacji. Poniżej przedstawiono charakterystykę zainstalowanych jednostek:

- Duoblok ciepłowniczy nr 1 BC 50, wyposażony w kocioł parowy typu OP-140 o mocy 102 MW opalany pyłem węglowym lub pyłem węglowym z dodatkiem biomasy oraz kocioł biomasowy fluidalny typ BFB110 ze złożem stacjonarnym BFB o mocy cieplnej 80 MW, zasilające parą poprzez wspólny kolektor turbozespół składający się z turbiny parowej upustowo-przeciwprężnej typu 13UP65, z generatorem o mocy zainstalowanej 63 MW_e (zgodnie z koncesją);
- Blok ciepłowniczy nr 2 BC 100 z kotłem parowym OP-430 o mocy 314 MW opalanym pyłem węglowym lub pyłem węglowym z dodatkiem biomasy, zasilającym parą turbozespół z turbiną parową upustowo-przeciwprężną 13UC105 i generatorem o mocy zainstalowanej 124,95 MW_e (zgodnie z koncesją);
- Blok kondensacyjno-ciepłowniczy nr 3 typ BKC 100 z kotłem parowym typu OP-430 o mocy 314 MW opalanym pyłem węglowym lub pyłem węglowym z dodatkiem biomasy, zasilającym parą turbozespół z turbiną parową upustowo-kondensacyjną 13UC105K i generatorem o mocy zainstalowanej 124,95 MW_e (zgodnie z koncesją).

Ponadto w EC Karolin zainstalowano następujące urządzenia do pracy szczytowej:

- kocioł wodny szczytowy PTWM-180, opalany olejem opałowym ciężkim, o osiągalnej mocy cieplnej 150 MW_t;

- kocioł wodny szczytowy PTWM-180, opalany olejem opałowym ciężkim, o osiągalnej mocy cieplnej 120 MW_t;
- kocioł parowy szczytowy - rezerwowy typu UL-S, opalany olejem opałowym lekkim, o osiągalnej mocy cieplnej 12 MW_t.

Podstawowe dane techniczne głównych urządzeń wytwórczych przedstawiono w tabelach poniżej.

Tabela 4-1 Podstawowe dane techniczne urządzeń kotłowych zainstalowanych w EC Karolin

Wielkość charakterystyczna	Jedn.	Kocioł						
		1K1	1K2	2K	3K	KW1	KW2	KP1
Typ	-	BFB110	OP140	OP430	OP430	PTWM120	PTWM150	UL-S LOOS
Moc	MW	80,0	102,0	314,0	314,0	120,0	150,0	12,0
Palenisko	-	fluidalne	pyłowe	pyłowe	pyłowe	olejowe	olejowe	olejowe
Nośnik ciepła	-	para	para	para	para	woda	woda	para
Sprawność kotła	%	77	88	91	91	88	88	87
Rodzaj paliwa		biomasa leśna (zrębki) biomasa rolna (pellet)	węgiel	węgiel	węgiel	mazut	mazut	olej opałowy
		mazut (paliwo rozpałkowe)						
Zużycie paliwa wg stanu na 2017 r.								
Węgiel	Mg	-	47 000	370 000	210 000	-	-	-
Biomasa	Mg	81 500	-	-	-	-	-	-
Mazut	Mg	76	290	830	1 000	780	740	-
Olej opałowy	Mg	-	-	-	-	-	-	25
Skuteczność: - odpylania	%	99,0	99,9	99,9	99,9	-	-	-
- odsiarczania	%	-	85,0	85,0	85,00	-	-	-

Źródło: Veolia Energia Poznań S.A.

Tabela 4-2 Podstawowe dane techniczne turbozespołów zainstalowanych w EC Karolin

Lp.	Typ	Moc elektryczna [MWe]		Parametry pary zasilającej		Producent		Rok zainsta-lowania
		zainsta-lowana	w skoja-rzeniu	Ciśn. [MPa]	Temp. [°C]	Turbina	Generator	
1.	13UP65	63	55	13,5	540	Zamech	Dolmel	1984
2.	13UC105	124,95	100	13,5	540	Zamech	Dolmel	1991
3.	13UC105K	124,95	86	13,5	540	Zamech	Dolmel	1998

Źródło: Veolia Energia Poznań ZEC S.A.

W minionym okresie przeprowadzono prace modernizacyjne turbiny bloku BK100, przebudowano układ przepływowy turbiny (wymiana wału), zamontowano nowy układ regulacyjny, zwiększono uzyskiwaną moc oraz realizowane były prace modernizacyjne turbiny na bloku BC 50 z planowanym zakończeniem w połowie 2018 r.

Osiągalne moce wytwórcze w zależności od warunków pracy instalacji przedstawiają się następująco:

- Moc cieplna zainstalowana w jednostkach wytwórczych (kotłach) – 1 090,7 MW (wg koncesji WCC),
- Moc elektryczna zainstalowana - 312,9 MW_e (wg koncesji WEE)
- Parametry osiągalne w pełnym skojarzeniu: moc cieplna 515 MW_t, moc elektryczna 251 MW_e,
- Moc cieplna maksymalna możliwa do wyprowadzenia z EC Karolin – 805 MW_t – możliwa do osiągnięcia przy obniżeniu skojarzenia do dyspozycji mocy cieplnej w skojarzeniu 495 MW. W tym przypadku moc osiągana na wymiennikach para – woda, na które pobierana jest para sprzed turbiny określana jest na 40 MW.

W źródle wytwarzana może być:

- woda grzewcza – do 130^oC,
- para technologiczna 1,0 MPa, 235^oC,
- para technologiczna 2,0 MPa, 250^oC.

W celu ochrony środowiska oraz realizacji postulatu zwiększenia udziału energii produkowanej w źródłach odnawialnych, w elektrociepłowni zastosowano technologię spalania biomasy w kotle 1K1 typu BFB-110.
Biomasę spalaną w kotle parowym 1K1 stanowi:

- biomasa z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji leśnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty - drewno liściaste, drewno iglaste, jak również mieszanina drewna liściastego i iglastego,
- biomasa z upraw energetycznych,
- biomasa z odpadów i pozostałości z produkcji rolnej,
- biomasa z odpadów i pozostałości przemysłu przetwarzającego produkty rolne.

Biomasa nie może być wytwarzana z odpadów drewna, które mogą zawierać związki fluorowcoorganiczne lub metale ciężkie, jako wynik obróbki środkami do konserwacji drewna lub powlekania, w skład których wchodzą w szczególności odpady drewna pochodzące z budownictwa i odpady z rozbiórki.

W roku 2017 w źródle EC Karolin roczna produkcja nośników energii wyniosła odpowiednio:

- Roczna produkcja ciepła: 8 197 TJ
- Roczna produkcja energii elektrycznej: 794 000 MWh

W świetle przewidywanych do wprowadzenia wymagań dotyczących dopuszczalnych poziomów emisji zanieczyszczeń wynikających z wprowadzonych w życie w 2017 r. konkluzji BAT, poniżej zestawiono stosowane środki ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza ze wskazaniem możliwości ich osiągnięcia.

- Wszystkie kotły węglowe są wyposażone w instalacje redukcji SO_2 ze spalin. Są to instalacje typu NID, w technologii półsuchej na kotłach 1K2 i 2K oraz typu DRYPAC na kotle 3K - *możliwe już jest osiąganie granicznych wielkości emisyjnych SO_2*.
- Wszystkie kotły parowe są wyposażone w elektrofiltry i filtry workowe. Kotły węglowe są wyposażone w półsuchy system FGD - *kombinacja tych metod powoduje, że na wszystkich tych kotłach mogą być osiągane graniczne wielkości emisyjne*.
- Kocioł BFB110 1K1 jest wyposażony w instalację selektywnej redukcji niekatalitycznej NO_x ze spalin (SNCR).
- W kotle biomasowym osiąganie granicznych wielkości emisyjnych SO_2 będzie realizowane poprzez spalanie paliwa o zawartości siarki na poziomie 0,1%.
- Na kotłach węglowych do końca I kwartału 2019 roku zostaną zainstalowane urządzenia niekatalitycznego odazotowania spalin (SNCR).

Dla EC Karolin Veolia Energia Poznań posiada pozwolenie zintegrowane wydane decyzją Wojewody Wielkopolskiego znak SR.II-8.6600-19/05 z dnia 21.04.2006 r. oraz zmieniane decyzjami Marszałka Województwa Wielkopolskiego wraz z ostatnią zmianą z dnia 15.03.2018 r. znak DSR-II.1.7222.56.2017. Przy czym szczególnie istotną zmianą pozwolenia zintegrowanego była decyzja z dnia 30.12.2015 r. znak DSR.II.7222.129.2015 ustalająca nowe standardy emisyjne dla tej instalacji.
Obecnie prowadzone jest postępowanie dla uzyskania kolejnej zmiany pozwolenia zintegrowanego, uwzględniającej konieczność spełnienia do 2021 r. wymagań środowiskowych wynikających z konkluzji BAT dotyczących dużych instalacji (>50 MW w paliwie), które weszły w życie w sierpniu 2017 r.
Szczegółowy opis wymagań środowiskowych wynikających z ww. konkluzji BAT oraz wskazań co do sposobu ich spełnienia przez EC Karolin przedstawiono w rozdz. 16.1.4.

4.2.2 Ciepłownie szczytowe dla msc

Dla wsparcia zasilania msc zrealizowano w 2011 roku budowę Ciepłowni Rokietnicka oraz pozostawiono działające od roku 1998 / 1999 kotłownie przy ul. Szpitalnej i Sielskiej, z lokalizacją w południowo-zachodniej części systemu sieciowego, jako źródeł szczytowych, spełniających rolę wsparcia w pokryciu zapotrzebowania mocy szczytowej oraz umożliwiających ograniczenie mogącego wystąpić deficytu ciśnienia na sieci.

Ciepłownia C-11 zlokalizowana przy ul. Rokietnickiej 2, w miejsce byłej ciepłowni Akademii Medycznej, jest źródłem szczytowo–rezerwowym, przewidywanym do uruchamiania przy spadku temperatury zewnętrznej poniżej -8^{o}C.
Moc zainstalowana ciepłowni wynosi 18,5 MW.
Wyposażona jest w 4 kotły o przedstawionej poniżej charakterystyce.

Tabela 4-3 Charakterystyka kotłów zainstalowanych w C Rokietnicka

Typ kotła	Moc kotła	Rodzaj paliwa
Viessman typ Vitomax 200HW	9,3 MW	Gaz ziemny
Sefako KD4	4 MW	Gaz ziemny / olej opałowy
Sefako ED-1,4	2,6 MW	Gaz ziemny
Sefako ED-1,4	2,6 MW	Gaz ziemny / olej opałowy

Źródło: Veolia Energia Poznań S.A.

Kotłownia może pracować w układzie podawania 9,5 MW na sieć ciepłowniczą oraz 5,7 MW przy pracy w układzie wyspowym, co daje łącznie możliwość podania do systemu 15,2 MW.

Kotłownia C-57 – ul. Sielska 46a kotłownia gazowa uruchomiona w 1999 roku o mocy zainstalowanej 7,0 MW.

Tabela 4-4 Charakterystyka kotłów zainstalowanych w C-57 Sielska 46a

Typ kotła	Moc kotła	Rodzaj paliwa
Viessmann typ Turbomat-RN 1803203/M1/GO; Viessmann typ Turbomat-RN 1803203/M2/GO	2 x 3,5 MW	Gaz ziemny

Źródło: Veolia Energia Poznań S.A.

Kotłownia C-70 - ul. Szpitalna 19 - kotłownia gazowa uruchomiona w 1998 roku o mocy zainstalowanej 6,37 MW

Tabela 4-5 Charakterystyka kotłów zainstalowanych w C-70 Szpitalna 19

Typ kotła	Moc kotła	Rodzaj paliwa
Viessmann typ Turbomat-RN 1803202/M1/G	2,9 MW	Gaz ziemny
Viessmann typ Turbomat-RN 1803202/M2/G	2,9 MW	Gaz ziemny
Viessmann typ Paromat-Simplex PS05766/G	0,575 MW	Gaz ziemny

Źródło: Veolia Energia Poznań S.A.

Obie kotłownie pracowały dotychczas w układzie zasilania odbiorców na niskim parametrze. Po przełączeniu odbiorców na zasilanie bezpośrednio z systemu ciepłowniczego zostały pozostawione jako źródła szczytowe pracujące w układzie pracy wyspowej w razie zaistniałej potrzeby wzmocnienia zasilania systemu ciepłowniczego. Ich moc dyspozycyjna jest w tym momencie ograniczona do potrzeb wynikających z ich zasięgu oddziaływania bezpośredniego, tj. do łącznej mocy około 8 MW.

4.2.3 ITPOK Suez Zielona Energia Sp. z o.o.

Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych uruchomiona w 2016 roku obejmuje:

- ✓ Instalację termicznego przekształcania (odzysku) odpadów,

- ✓ Instalację zestalania i stabilizacji (unieszkodliwiania odpadów w postaci popiołów lotnych z kotła odzyskowego, odpadów stałych z oczyszczania gazów odlotowych i pyłów z kotłów ,
- ✓ Instalację waloryzacji i mechanicznej obróbki (odzysku) odpadów w postaci żużlu i popiołów paleniskowych.

Przedmiotowa instalacja przeznaczona jest do termicznego przekształcania frakcji resztkowej zmieszanych odpadów komunalnych (20 03 01).

Instalacja termicznego przekształcania odpadów składa się z dwóch linii spalania, zasilanych ze wspólnego dla obu ciągów technologicznych bunkra na odpady.
Średnia całkowita wydajność Zakładu wynosi 27 t/h, co przy założeniu minimalnego czasu pracy każdej linii, równego 7 800 h/rok, daje możliwość przetworzenia około 210 000 Mg/rok odpadów. Jako paliwo wspomagające pracę instalacji stosuje się olej opałowy lekki w ilości około 71 Mg/rok.
Spalanie odpadów odbywa się na ruszcie mechanicznym, ruchomym.
Do podstawowych urządzeń energetycznych instalacji należą:

- Kocioł (2 szt) - o mocy 31,5 MW każdy,
- Turbina (1 szt.) - o mocy 19,6 MW,
- Generator EE 11 kV - o mocy 19,6 MW,
- Wymienniki ciepła (2 szt.) - o mocy 34 MW_t łącznie.

W wyniku termicznego przekształcania odpadów wytwarzana jest energia cieplna i energia elektryczna, która częściowo wykorzystywana jest na potrzeby własne instalacji, a nadwyżka sprzedawana jest do sieci zawodowych.

Suez Zielona Energia Sp. z o.o., jako właściciel i eksploatator instalacji, posiada decyzję – pozwolenie zintegrowane na prowadzenie ww. instalacji wydaną przez Marszałka Województwa Wielkopolskiego znak DSR-II-2.7222.14.2015 z dn. 21.12.2015 r.
Zainstalowane urządzania do redukcji emisji zanieczyszczeń do powietrza pozwalają na ich redukcję na wymaganym poziomie:

- ✓ Odazotowanie – metodą SNCR na poziomie 63%,
- ✓ Odpylanie na filtrach workowych - 99,9%,
- ✓ Odsiarczanie metodą półsuchą - 98,9%,
- ✓ HCl i HF metoda półsuchą - 99,8%.

Spółka posiada koncesje na okres od 22 11 2016 do 31.12.2030 r. na:

- ➢ na wytwarzanie ciepła nr WCC/1310/24282/W/DEK/2016/ŁPo,
- ➢ na wytwarzanie energii elektrycznej nr WEE/4975/24282/W/DEK/2016/ŁPo.

Przy czym energia elektryczna wytworzona z ulegającej biodegradacji części odpadów o kodzie 20 03 01 może zostać zakwalifikowana do energii elektrycznej wytworzonej z OZE po spełnieniu wymagań określonych w przepisach o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej w termicznego przekształcania odpadów oraz wymagań przewidzianych w ustawie o odnawialnych źródłach energii.

Według stanu za 2017 rok:

- Wielkość mocy zamówionej termicznej jest na poziomie 10 MW, natomiast sprzedaż w ilości 267,3 TJ, z możliwością zwiększenia wg wymagań / dyspozycji dystrybutora,
- Sprzedaż energii elektrycznej - 85 073 MWh.

Miejsca włączenia do systemów energetycznych to odpowiednio:

- Dla energii cieplnej – włączenie do CRWS (Centralny Rozdzielacz Wody Sieciowej) na terenie Veolia Energia Poznań S.A. stanowiący integralną część msc,
- Dla energii elektrycznej - GPZ EC Karolin – pole 12, 110 kV.

4.2.4 Wykorzystanie energii odpadowej

Nowym kierunkiem wspomagania zasilania sieci systemu ciepłowniczego, jaki pojawił się w ostatnim okresie jest wykorzystanie – zakup do msc ciepła odpadowego od podmiotów zewnętrznych. Uzyskany efekt to poprawa efektywności energetycznej wykorzystania energii pierwotnej.

Przykładem takiego działania na terenie Poznania jest realizowany przez Veolię zakup ciepła odpadowego z odlewni zakładów Volkswagena przy ul. 28 czerwca 1956. Ciepło odpadowe pozyskiwane jest z układu chłodzenia sprężarek VW, obecnie jest to 12 TJ rocznie przy planowanym zakupie docelowym na poziomie 25 TJ rocznie. W fazie projektu jest odzysk ciepła z procesów wytopu aluminium z przyjęciem mocy osiągalnej około 2 MW. Przewidywany termin realizacji – rok 2019.

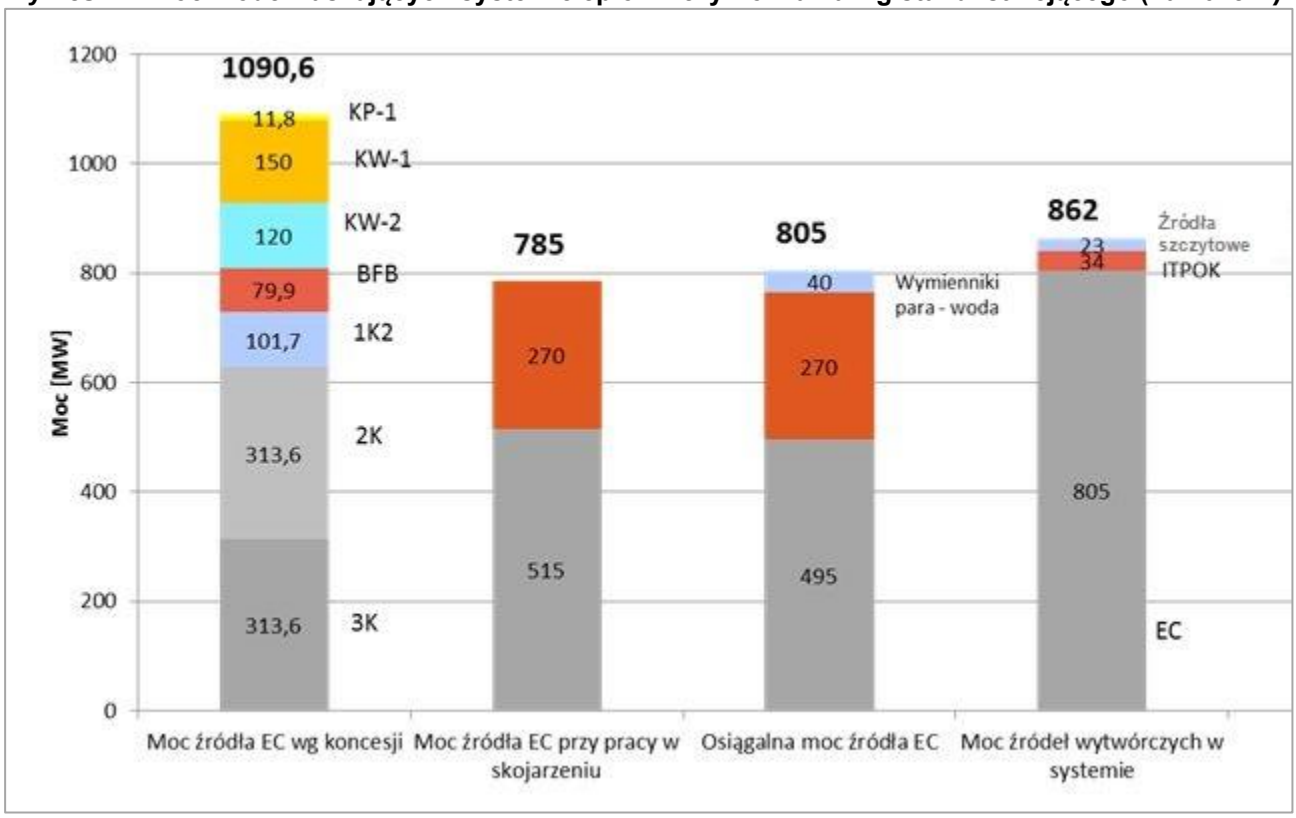
4.2.5 Moc dyspozycyjna źródeł do skierowania dla zasilania systemu ciepłowniczego

Na przedstawionym poniżej wykresie zestawiono wielkości mocy źródeł ze wskazaniem możliwości podłączenia ich do zasilania systemu ciepłowniczego w różnych, możliwych do wykorzystania, warunków pracy instalacji.

Przy wskazaniu jako parametru wyjściowego mocy kotłów zainstalowanych w EC Karolin zestawiono:

- Moc dyspozycyjną źródła w warunkach optymalnej, najbardziej efektywnej pracy instalacji z pełnym wykorzystaniem pracy w układzie skojarzonym – 785 MW_t,
- Maksymalną możliwą do wyprowadzenia moc z EC Karolin z uwzględnieniem obniżenia stopnia skojarzenia, z wykorzystaniem podawania pary na wymiennik przed turbiną – 805 MW,
- Uwzględnienie wykorzystania pracy kotłowni szczytowych, z przełączeniem na układ pracy wyspowej,
- Wykorzystanie możliwości przyłączenia pełnej mocy zainstalowanej w ITPOK wymaga wcześniejszej realizacji działań poprawiających warunki hydrauliczne na sieci ciepłowniczej według działań przewidywanych do realizacji na okres do 2022 roku.

Wykres 4-1 Moc źródeł zasilających system ciepłowniczy Poznania wg stanu istniejącego (na 2018 r.)



Źródło – według stanowiska Veolii Energia Poznań S.A. przy piśmie z dn. 22.10.2018 r.

4.3 Kotłownie lokalne

4.3.1 Kotłownie lokalne Veolia Energia Poznań S.A.

Veolia Energia Poznań S.A. posiada według stanu na koniec 2017 r. na terenie miasta Poznania 26 kotłowni gazowych lokalnych o łącznej mocy zainstalowanej 32,17 MW.

W minionym okresie tj. w latach 2014 – 2017 przedsiębiorstwo przeprowadziło inwestycje obejmujące likwidację 57 kotłowni o sumarycznej mocy zainstalowanej około 65 MW, z równoczesną zabudową węzłów ciepłowniczych na zasilanych przez nich obiektach i przyłączeniem obiektów do miejskiego systemu ciepłowniczego.

Pozostawione w eksploatacji zostały dwie kotłownie (C-57 ul. Sielska i C-70 ul. Szpitalna) w celu pełnienia funkcji kotłowni szczytowych dla systemu ciepłowniczego.

We wszystkich źródłach czynnikiem grzewczym jest woda o parametrach: 90°C/70°C. Eksploatator ocenia, że stan techniczny posiadanych kotłowni jest dobry.

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę kotłowni lokalnych eksploatowanych przez przedsiębiorstwo Veolia Energia Poznań S.A. z podaniem poziomu zapotrzebowania mocy i ilości wytwarzanej energii cieplnej w latach 2013 i 2017 oraz zestawienie kotłowni działających w roku 2013 ze wskazaniem roku przyłączenia do systemu ciepłowniczego obiektów z nich zasilanych w ciepło.

Tabela 4-6 Zestawienie kotłowni lokalnych – Veolia Energia Poznań S.A.

Lp.	Jedn. bil.	Nazwa - oznaczenie kotłowni	Adres kotłowni	Moc zainstalowana [MW]	Rok zabudowy / modernizacji	Zapotrzebowanie mocy cieplnej 2013 / 2017 [MW]	Produkcja energii 2013 / 2017 r. [GJ]	Likwidacja kotłowni Rok / sposób zastąpienia
	A1	K-216	Pl. Kolegiacki 8/9	0,120	2001	0,140	1 077 / -	2017 / msc
1	A1	K-249	Stary Rynek 2	0,700	1992	0,613 / 0,598	3 673 / 3 321	
2	A1	K-250	Stary Rynek 11/17	0,042	1999	0,010 / 0,01	64 / 99	
3	A1	K-251	Stary Rynek 46/47	0,110	1983 / 1994	0,070 / 0,07	550 / 485	
	A1	K-252	Stary Rynek 52	0,128	1999	0,130	665	2015 / msc
4	A1	K-253	Stary Rynek 64/65	0,110	1983 / 1999	0,055 / 0,055	478 / 401	
	A1	K-264	Wroniecka 6	0,488	1999	0,490	2 537	2015 / msc
	A1	K-280	Wenecjańska 2/4	0,285	2000	0,254	1 564	2017 / msc
	A1	K-282	Za Groblą 1a	0,135	1999	0,110	891	2015 / msc
5	A1	K-288	Solna 3	0,165	1998	0,115 / 0,115	704 / 720	
	A1	K-314	Marcinkowskiego 21	0,240	2001	0,208	1 080	2017 / msc
	A1	K-341	Św. Wojciecha 10	0,225	2003	0,159	602	2016 / msc
	A1	K-354	Mostowa 35	0,200	2003	0,124	646	2017 / msc
6	A2	**C-11 ***	Rokietnicka 2	19,2 / 18,5	2011	Szczyt msc	- / 33 828	
	A2	K-429	Szamarzewskiego 4/6	0,135	2001	0,138	681	2017 / msc
	B1	K-340	Żniwna 3	0,170	2003	0,148	860	2016 / msc
	B1	K-342	Czapla 21 M-N	0,370	2003	0,389	2 476	2016 / msc
	B1	K-343	Czapla 21 C	0,675	2003	0,586	3 451	2016 / msc
7	B4	C-64	Szarych Szeregów 26A	1,150	1999	0,967 / 0,967	7 192 / 6 496	
8	B6	K-334	Naramowicka 217	1,125	2002	1,082	6 098 / 5 840	
9	B6	K-339	Naramowicka 205	1,790	2003	1,115	7 089 / 6 858	
	B6	K-344	Dalemińska 6c	0,225	2003	0,254	1 217	2017 / msc

Lp.	Jedn. bil.	Nazwa - oznaczenie kotłowni	Adres kotłowni	Moc zainstalowana [MW]	Rok zabudowy / modernizacji	Zapotrzebowanie mocy cieplnej 2013 / 2017 [MW]	Produkcja energii 2013 / 2017 r. [GJ]	Likwidacja kotłowni Rok / sposób zastąpienia
	B6	K-345	Dalemińska 12	0,405	2003	0,444	3 458	2017 / msc
	B6	K-379	Błażeja 6a	0,300	2004	0,300	1 998	
	B6	K-380	Błażeja 6h	0,300	2004	0,300	1 935	
10	B7	K-383	Boranta 15	0,468	2005	0,379	2 249 / 2 248	
11	B7	K-391	Bratumiły 2	0,510	2006	0,495	2 387 / 2 161	
12	B7	K-397	Boranta 8	0,513	2007	0,482	2 492 / 2 526	
	C1	K-104	28 Czerwca 1956 138	0,232	1999	0,198	1 232	2016 / msc
	C1	K-106	Kosińskiego 3	0,540	2005	0,412	2 564	2016 / msc
	C1	K-107	Kosińskiego 30	0,810	2005	0,746	3 936	
13	C1	K-109	28 Czerwca 1956 170	0,146	1999	0,155 / 0,155	750 / 752	
	C1	K-113	Wierzbięcice 8	0,200	1998	0,116	1 088	2015 / msc
	C1	K-114	Wierzbięcice 37	0,100	1999	0,070	387	2017 / msc
14	C1	K-115	Wierzbięcice 45	0,128	1999	0,131 / 0,131	698 / 721	
	C1	K-128	Przemysłowa 45/49	0,270	1999	0,372	1 572	2015 / msc
	C1	K-130	Traugutta 25/27	0,420	2005	0,513	2 616	2016 / msc
15	C1	K-136	Pamiątkowa 25	0,100	1999	0,081 / 0,081	419 / 371	
	C1	K-137	Wierzbięcice 5	0,200	1998	0,163	873	2015 / msc
	C1	K-332	Sikorskiego 18	0,108	2001	0,099	721	
	C1	K-335	Robocza 19	1,440	2002	1,593	8 293	2016 / msc
	C1	K-348	Wybickiego 13/14	0,454	2003	0,211	1 867	2017 / msc
	C1	K-350	Pamiątkowa 5	0,225	2003	0,202	1 084	2016 / msc
	C1	K-360	Robocza 33	0,280	2005	0,201	1 142	2017 / msc
16	C2	C-91	28 Czerwca 1956 223/227	9,100	2006/ 2007	9,500 / 8,35	47 961 / 41 617	

Lp.	Jedn. bil.	Nazwa - oznaczenie kotłowni	Adres kotłowni	Moc zainstalowana [MW]	Rok zabudowy / modernizacji	Zapotrzebowanie mocy cieplnej 2013 / 2017 [MW]	Produkcja energii 2013 / 2017 r. [GJ]	Likwidacja kotłowni Rok / sposób zastąpienia
17	C4	K-356	Czeremchowa 2	0,996	2003	0,602 / 0,492	5 478 / 4 013	
18	C4	K-357	Świerkowa 10	0,996	2003	1,075 / 0,945	6 340 / 3 971	
	C5	C-53	Hetmańska 60A	3,920	1999	2,492	18 849	
	C5	C-55	Arciszewskiego 25A	2,800	1999	1,948	10 339	2016 / msc
19	C5	**C-57 ***	Sielska 46a	7,000	1999	6,801 / szczyt msc	44 221 / 7 492	
	C5	K-160	Głogowska 118/124	0,330	2001	0,209	1 256	
20	C5	K-178	Arciszewskiego 1	0,100	1999	0,069 / 0,069	479 / 460	
	C5	K-189	Głogowska 152	0,750	2001	0,779	4 593	
	C5	K-331	Krauthofera 18	0,920	2001	0,967	5 662	2017 / msc
	C5	K-358	Górki 17	0,405	2003	0,899	5 967	2017 / msc
	C6	C-51	Potworowskiego 4/6	2,800	1998	2,274	15 931	
	C6	K-138	Bogusławskiego 16	1,150	1999	0,803	5 679	2015 / msc
	C6	K-148	Limanowskiego 20	0,165	1998	0,156	935	2015 / msc
	C6	K-154	Hetmańska 15/19	0,430	1999	0,249	1 554	2014 / msc
	C6	K-158	Głogowska 91a	1,000	2001	0,792	5 642	
	C6	K-159	Klaudyny Potockiej 31a	0,270	2001	0,186	1 200	2016 / msc
	C6	K-161	Załęże 11	0,150	2001	0,102	678	2016 / msc
	C6	K-168	Głogowska 115	1,790	1999	1,734	11 933	
	C6	K-175	Bogusławskiego 10	0,100	1999	0,080	470	2015 / msc
	C6	K-176	Głogowska 99	0,510	2001	0,490	3 335	2016 / msc
	C6	K-355	Calliera 5	0,100	2003	0,078	410	2017 / msc
	C6	K-438	Chełmońskiego 1	0,232	1999	0,210	1 531	2016 / msc
	C6	K-483	Grottgera 7/8	0,180	2001	0,166	836	2017 / msc

Lp.	Jedn. bil.	Nazwa - oznaczenie kotłowni	Adres kotłowni	Moc zainstalowana [MW]	Rok zabudowy / modernizacji	Zapotrzebowanie mocy cieplnej 2013 / 2017 [MW]	Produkcja energii 2013 / 2017 r. [GJ]	Likwidacja kotłowni Rok / sposób zastąpienia
	C6	K-487	Ułańska 22	0,120	2002	0,100	531	2015 / msc
	C7	C-74	Olszynka 12	1,790	1999	0,953	5 586	2016 / msc
	C7	K-458	Palacza 124/126	0,732	1999	0,770	5 293	2016 / msc
	C7	K-472	Wysockiego 4	0,570	2001	0,561	3 181	2017 / msc
	C9	K-346	Modra 17	0,130	2003	0,132	820	
21	C11	**C-70** *	Szpitalna 19	6,38	1998	5,054 / szczyt msc	32 439 / 5 618	
	C11	K-359	Szamarzewskiego 85	0,240	2003	0,171	1 093	2015 / msc
22	C11	K-421	Piękna 36	0,100	1998	0,092 / 0,092	446 / 451	
	C11	K-430	Szamotulska 65b	0,250	2001	0,279	1 885	
	C11	K-461	Szpitalna 26	0,300	2001	0,248	1 318	2017 / msc
23	C12	C-78	Dąbrowskiego 262/280	12,000	2003	10,372 / 9,988	67 826 / 57 555	
24	E1	K-141	Krańcowa 55/57	0,120	2001	0,096 / 0,096	699 / 682	
	E1	K-349	Witosława 3	0,460	2003	0,422	2 986	
25	E3	K-135	Kotlarska 1	0,096	2001	0,105 / 0,105	660 / 607	
26	E3	K-151	Gnieźnieńska 3	0,275	2009	0,272 / 0,272	1 212 / 1 306	
27	E3	K-152	Gnieźnieńska 10	0,250	2010	0,231 / 0,231	1 052 / 988	
28	E3	K-382	Nadolnik 16a	0,627 / 0,59	2004	0,626 / 0,61	2 961 / 3022	
29	E4	C-93	Gdyńska 31/33	0,460	2008	0,400 / 0,40	5 023 / 2 013	

** Ciepłownia pracująca na potrzeby msc*

- kotłownia nieczynna / zlikwidowana

Źródło: dane Dalkia Poznań S.A. / Veolia Energia Poznań S.A.

W tabeli 4-7 przedstawiono wartości zapotrzebowania mocy z kotłowni lokalnych, należących do Veolia Energia Poznań S.A., w poszczególnych jednostkach bilansowych, z wyszczególnieniem zapotrzebowania na ciepło dla zabudowy mieszkaniowej w układzie porównania stanu na rok 2013 i 2017.

Tabela 4-7 Zmiana zapotrzebowania mocy cieplnej z kotłowni lokalnych Dalkia Poznań S.A. / Veolia Energia Poznań S.A. w poszczególnych jednostkach bilansowych

Jednostka bilansowa	Zapotrzebowanie ciepła łącznie [MW]		Zapotrzebowanie ciepła zabudowa mieszkaniowa [MW]	
	Stan na 2013	Stan na 2017	Stan na 2013	Stan na 2017
A1	2,48	0,85	1,87	0,33
A2	0,14	0,09	0,14	–
B1	1,12	–	1,12	–
B4	0,97	0,97	0,97	0,97
B6	3,50	2,20	3,50	2,20
B7	1,36	1,36	1,36	1,36
C1	5,26	0,37	4,52	0,24
C2	9,50	8,35	0,00	–
C4	1,68	1,44	0,60	0,49
C5	14,16	0,07 + k.szczyt s.c.	12,22	0,07
C6	7,42	–	7,42	–
C7	2,28	–	2,28	–
C9	0,13	–	0,13	–
C11	5,84	0,09 + k.szczyt s.c.	0,79	0,09
C12	10,37	10,0	0,00	4,23
E1	0,52	0,096	0,52	0,1
E3	1,23	1,22	1,23	0,6
E4	0,40	0,40	0,00	–
RAZEM	**68,37**	**27,50**	**38,66**	**10,91**

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Dalkia Poznań S.A.(2013), Veolia Energia Poznań S.A. (2017)

Z przedstawionych w powyższej tabeli danych wynika, że w wyniku przeprowadzonych przez Veolię działań modernizacyjnych obejmujących likwidację lokalnych kotłowni gazowych na rzecz podłączenia do systemu ciepłowniczego, nastąpiło obniżenie stopnia wykorzystania gazu ziemnego jako nośnika energii cieplnej w ww. źródłach na poziomie około 60% w odniesieniu do stanu z 2013 roku, w tym dla zabudowy mieszkaniowej o ok. 72%.
Wśród czynnych obecnie kotłowni jedna z nich pracuje na lokalny system ciepłowniczy, tj. kotłownia C-78, zlokalizowana przy ul. Dąbrowskiego 262/280 o mocy zainstalowanej 12 MW, gdzie równolegle ze zmniejszeniem zapotrzebowania dla odbiorców istniejących nastąpiło przyłączenie nowych w zabudowie mieszkaniowej.

4.3.1 Pozostałe kotłownie lokalne

Oprócz kotłowni eksploatowanych przez przedsiębiorstwo Veolia Poznań S.A. na terenie Poznania zidentyfikowano także szereg kotłowni lokalnych należących do przedsiębiorstw, obiektów użyteczności publicznej lub obiektów usługowych.

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.

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę 41 największych kotłowni - o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW. W źródłach tych najczęściej stosowanym paliwem jest gaz ziemny.

Tabela 4-8 Zestawienie zinwentaryzowanych kotłowni lokalnych o mocy powyżej 1 MW, zlokalizowanych na terenie miasta Poznania, bez kotłowni Veolia Energia Poznań S.A.

Lp.	Jedn. bil.	Właściciel / użytkownik	Adres kotłowni	Moc zainst. 2013 / 2017 [MW]	Rodzaj paliwa	Zapotrzebowanie mocy cieplnej 2013 / 2017 [MW]	Produkcja energii 2013 / 2017 [GJ]	Zmiana sposobu zaopatrzenia Rok / sposób	Uwagi / plany modernizacyjne
1	A1	Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu	al. Niepodległości 12	1,13 / 2,195	gaz ziemny E (+ olej opałowy)	2,23 / 1,58	7 194 / 8 503		Rozważana likwidacja kotłowni gazowej i przejście na ogrzewanie z sieci cieplnej
2	A1	Wielkopolski Urząd Wojewódzki	al. Niepodległości 16/18	2,40	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		
3	A1	Urząd Miasta	pl. Kolegiacki 17	1,06	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		Planowane przejście z kotłów gazowych na węzeł cieplny
4	A1	Akademia Muzyczna im. I.J. Paderewskiego	ul. Święty Marcin 77, ul. Tadeusza Kościuszki 76	1,13	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		
5	A1	Wielkopolskie Centrum Onkologii im. Marii Skłodowskiej Curie	ul. Garbary 15	2,04	olej opałowy	b.d.	b.d.		Źródło rezerwowe/awaryjne. Szpital zasilany z s.c.
6	A2	Międzynarodowe Targi Poznańskie Sp. z o.o.	ul. Głogowska 14	4,27 / 3,25	olej opałowy		51 9221 758		Kotłownia awaryjno-rezerwowa
7	A2	Szkoła Podstawowa nr 36 im. mjr Henryka Sucharskiego	ul. Juliusza Słowackiego 54/56	1,11 / 1,09	gaz ziemny E + olej opałowy	0,89 / 0,87	b.d.		
	A2	~~Colian Sp. z o.o.~~	ul. św. Wawrzyńca 11	10,82	gaz ziemny E + olej opałowy		34 066 / 0	Obszar przewidywany do zmiany sposobu zagospodarowania	
8	B1	Lewobrzeżna Oczyszczalnia Ścieków	ul. Serbska 3	1,84 / 3,51 *	biogaz + olej opałowy	0,50 / 1,12	11 000 / 13 111		* - agregaty kogener. + kotły olejowe
9	B2	Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu	ul. Wojska Polskiego 28	2,19	gaz ziemny E	1,75 / b.d.	63 212 / b.d.		
10	B2	Komenda Wojewódzka Policji	ul. Podolańska 38/42	2,16	gaz ziemny E	b.d. / 1,382	b.d.		
11	B4	Lisner Sp. z o.o.	ul. Strzeszyńska 38/42	2,6	gaz ziemny E	5,98 / 4,89 *	b.d. / 15 294 **		* - łącznie z ciepłem z Veolii ** - prod. kotłowni
	B4	~~Pekabex S.A .~~	ul. Szarych Szeregów 27	3,05	gaz ziemny E		17 000	Obszar przewidywany do zmiany sposobu zagospodarowania	
12	B4	Terravita Sp. z o.o.	ul. Szarych Szeregów 48	(~5)	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		Na podst. zestaw. z Urz. Marszałk.

Lp.	Jedn. bil.	Właściciel / użytkownik	Adres kotłowni	Moc zainst. 2013 / 2017 [MW]	Rodzaj paliwa	Zapotrzebowanie mocy cieplnej 2013 / 2017 [MW]	Produkcja energii 2013 / 2017 [GJ]	Zmiana sposobu zaopatrzenia Rok / sposób	Uwagi / plany modernizacyjne
13	B5	AUTO-CENTRUM P.M. S.A.	ul. Zygmunta Wojciechowskiego 7-17	1,40	olej opałowy	b.d.	b.d.		
14	B7	Mleczarnia Naramowice Sp. z o.o.	ul. Karpia 31	1,70	gaz ziemny E	b.d.	4 935 / b.d.		
15	B7	Fundacja Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza	ul. Rubież 46	(~1,5)	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		Na podst. zestaw. z Urz. Marszałk.
16	C1	PKS S.A.	ul. Stanisława Matyi 1	1,84	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		
17	C5	TRANSPOST S.A.	ul. Błażeja Winklera 1	1,15	gaz ziemny E + olej opałowy	b.d.	b.d.		
18	C6	Palmiarnia Poznańska	ul. Jana Matejki 18	4,01	olej opałowy	2,5 / 2,5	21 147 / b.d.		Podstawowe źródło ciepła – s.c.
	C7	Zajezdnia autobusowa MPK Sp. z o.o. w Poznaniu	ul. Kacza 12	1,79	olej opałowy	b.d. / 1,64	b.d.	Od października 2017r. obiekt podłączony do s.c.	
19	C8	Instytut Ochrony Roślin	ul. Władysława Węgorka 20	1,79	gaz ziemny E	b.d.	16 553 / b.d.		
20	C9	Zespół Szkół Geodezyjno-Drogowych	ul. Szamotulska 33/33a	1,0	gaz ziemny E	1,01 / 1,55	5 321 / 6 046		
21	C10	Spółdzielnia Inwalidów "METALOWIEC" Zakład Pracy Chronionej	ul. Bułgarska 39a	1,32	gaz ziemny E	b.d.	6 717 / b.d.		
22	C10	Biofarm Sp. z o.o.	ul. Wałbrzyska 13	2,54	gaz ziemny E	b.d.	9 800 / b.d.		
23	C11	Wielkopolskie Centrum Pulmunologii i Torakochirurgii	ul. Augustyna Szamarzewskiego 62	2,20 / 2,78	gaz ziemny E	2,2 / 2,75	7 825 / 7 413		
24	C11	Szpital Kliniczny im. Karola Jonschera Uniwersytetu Medycznego im. Karola Marcinkowskiego	ul. Szpitalna 27/33	5,90	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		
25	C12	Port Lotniczy Poznań-Ławica Sp. z o.o.	ul. Bukowska 285	ok. 2,5		b.d.	b.d.		Na podst. zestaw. z Urz. Marszałk.
26	D5	STOMIL Poznań S.A.	ul. Starołęcka 18	18,75	gaz ziemny E	b.d.	65 178 /		

Lp.	Jedn. bil.	Właściciel / użytkownik	Adres kotłowni	Moc zainst. 2013 / 2017 [MW]	Rodzaj paliwa	Zapotrzebowanie mocy cieplnej 2013 / 2017 [MW]	Produkcja energii 2013 / 2017 [GJ]	Zmiana sposobu zaopatrzenia Rok / sposób	Uwagi / plany modernizacyjne
27	D5	Lantmannen Unibake Poland Sp. z o.o.	ul. Unii Lubelskiej 1	3,60	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		
28	D7	31 Baza Lotnictwa Taktycznego	ul. Silniki 1	17,15	węgiel, koks; uzupełniająco: olej opałowy, gaz ziemny E	b.d.	88 380 / b.d.		
29	D10	ELMET S.A.	ul. Obodrzycka 67	1,52	gaz ziemny E	b.d.	5 060 / b.d.		
30	D10	Kompania Piwowarska S.A.	ul. Szwajcarska 11	35,10	gaz ziemny E	19,7 / 23,4	322 966 / 273 776		Rozważane wytwarzanie biogazu ze ścieków technologicznych.
31	D10	Wielospecjalistyczny Szpital Miejski im. J. Strusia z Zakładem Opiek.-Leczniczym	ul. Szwajcarska 3	15,43	gaz ziemny E	b.d. / 6,54	b.d. / 50 323		
32	D10	WRIGLEY POLAND sp. z o.o.	ul. Obodrzycka 69	11,17	gaz ziemny E, biogaz	b.d. / 5,2	b.d. / 147 778		Biogaz z własnej oczyszcz. ścieków
33	E1	Przedsiębiorstwo motoryzacyjne "Pol - Car" Sp. z o.o.	ul. Chociebora 3, 5, ul. Gorzysława 9	1,57	gaz ziemny E	0,85 / b.d.	3 272 / b.d.		
34	E1	O-I Produkcja Polska S.A. Huta Szkła Antoninek	ul. Gorzysława 31/37	1,3	odzysk ze spalin				roczne zużycie gazu ziemnego – 16 000 tys. m^3 – na potrzeby procesów technologicznych; odzysk ciepła ze spalin technologicznych w kotle odzyskowym - 500-700 kW w okresie grzewczym
35	E3	Optima Słodownia Pneumatyczna Sp. z o.o.	ul. Bałtycka 48	ok. 7		b.d.	b.d.		Na podst. zestaw. z Urz. Marszałk.
36	E4	Zakład Robót Drogowych	ul. Energetyczna 4	1,02	olej opałowy	b.d. / 1,02	b.d. / 18 000		

Lp.	Jedn. bil.	Właściciel / użytkownik	Adres kotłowni	Moc zainst. 2013 / 2017 [MW]	Rodzaj paliwa	Zapotrzebowanie mocy cieplnej 2013 / 2017 [MW]	Produkcja energii 2013 / 2017 [GJ]	Zmiana sposobu zaopatrzenia Rok / sposób	Uwagi / plany modernizacyjne
37	E4	PP-C ADOB sp. z o.o. sp.k.	ul. Kołodzieja 11	4,6	olej opałowy	b.d.	b.d. / 31 104		Planowana zmiana paliwa - na skroplony gaz ziemny
38	F1	Auchan Polska Sp. z o.o. Hipermarket Komorniki	ul. Głogowska 432	4,30	gaz ziemny E	b.d.	b.d.		
39	F2	Elektromontaż Poznań S.A.	ul. Wieruszowska 12/16	1,28	gaz ziemny E	3,24 / b.d.	b.d.		
40	ZII	Volkswagen Poznań Sp. z o.o.	ul. Warszawska 349	29,57	gaz ziemny E + olej opałowy	103,34 / b.d.	428 550 / 420 684		
41	ZII	Beiersdorf Manufacturing Poznań	ul. Gnieźnieńska 32	8,78	gaz ziemny E / olej opałowy	b.d. / 1,64	b.d. / 20 690		

- kotłownia nieczynna / zlikwidowana

4.3.2 Źródła indywidualne

Odbiorcy indywidualni, do których zaliczyć należy zasoby budownictwa jednorodzinnego, grupę zabudowy wielorodzinnej zaopatrywanej w ciepło według rozwiązań indywidualnych oraz obiekty użyteczności publicznej i podmioty gospodarcze o relatywnie niewielkiej kubaturze, jak również relatywnie niewielkim indywidualnym zapotrzebowaniu na ciepło, stanowią z racji dużej liczebności w układzie całego miasta, grupę o znaczącym udziale wielkości zapotrzebowania.
Potrzeby cieplne wymienionych odbiorców pokrywane są przez wykorzystywanie pełnego spektrum dostępnych paliw, tj. węgla, gazu ziemnego, oleju opałowego, gazu płynnego, jak również drewna czy peletów w indywidualnych instalacjach.
W dużej mierze, z uwagi na fakt korzystania przez tą grupę między innymi z węgla i drewna jako paliwa, stanowią główne źródło tzw. „niskiej emisji", szczególnie pyłów drobnych.

4.3.3 Źródła OZE

Na chwilę obecną ocenia się, że wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w celu pokrycia potrzeb grzewczych odbiorców indywidualnych na terenie miasta ma ciągle jeszcze ograniczony i trudny do określenia udział. Wykorzystywane jest głównie jako źródło uzupełniające dla pokrycia części zapotrzebowania na przygotowanie c.w.u. w wybranych obiektach użyteczności publicznej (możliwych do zinwentaryzowania) oraz w indywidualnej zabudowie mieszkaniowej (oceniane szacunkowo w wyniku przeprowadzenia wizji lokalnej terenu miasta).
Do wykorzystywanych w tym zakresie rozwiązań należy stosowanie kolektorów słonecznych, pomp ciepła oraz biomasa jako paliwo (drewno, odpady drzewne, pellety) w kotłach lub kominkach.

4.4 Charakterystyka systemu dystrybucji ciepła

Miejski system ciepłowniczy Poznania (msc) tworzą wodne sieci ciepłownicze zbudowane w układzie pierścieniowym i promieniowym. Ciepło na potrzeby systemu wytwarzane jest głównie w Elektrociepłowni Karolin. Elektrociepłownia Garbary została wyłączona trwale z eksploatacji w 2016 r. Dodatkowym źródłem dla systemu ciepłowniczego jest od 2016 roku ITPOK, zlokalizowana w bezpośrednim sąsiedztwie EC Karolin.

Sieci systemu wychodzą poza granice miasta, zasilając w ciepło odbiorców z miejscowości zlokalizowanych przy północno-wschodnich obrzeżach miasta – Swarzędz, Koziegłowy i Zalasewo.

System pracuje na potrzeby ogrzewania (c.o. + wentylacja), wytwarzania ciepłej wody użytkowej oraz technologii, dostarczając wodę grzewczą o parametrach obliczeniowych w sezonie grzewczym 125^{o}C / 60^{o}C oraz w sezonie letnim 70^{o}C / 46^{o}C.
Przebieg sieci systemu ciepłowniczego wraz z lokalizacją źródeł wytwórczych oraz źródeł obsługiwanych przez Veolia Energia Poznań S.A. przedstawiono na mapie umieszczonej na końcu niniejszego rozdziału oraz w graficznej części opracowania.

Ze źródła EC Karolin woda grzewcza wyprowadzona jest do odbiorców magistralami ciepłowniczymi:

- 2xDN800 w kierunku zachodnim,
- 2xDN800 w kierunku wschodnim, od której odchodzi w kierunku północnym magistrala 2xDN500,
- 2xDN800 w kierunku południowym, w stronę centrum miasta, z rozprowadzeniem przy EC Garbary na 2 magistrale ciepłownicze:
  - ✓ 2xDN500 w kierunku zachodnim,
  - ✓ 2xDN600 w kierunku wschodnim.

Ponadto z EC Karolin do odbiorców zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie źródła wyprowadzany jest nośnik grzewczy w postaci pary za pośrednictwem zasilanej odrębnie sieci parowej.

4.4.1 Zapotrzebowanie na ciepło i sprzedaż ciepła z Veolia Poznań S.A.

Zapotrzebowanie łączne mocy cieplnej zaspokajane z całości systemu źródeł i sieci istniejących w Poznaniu i jego sąsiedztwie, należących do przedsiębiorstwa energetycznego Veolia Energia Poznań S.A., wynosiło na koniec 2017 roku ok. 1 262,9 MW (1 195,2 MW) przy sprzedaży ciepła wynoszącej 6 777 TJ (6 832 TJ). Z powyższej wielkości ok. 1 235,4 MW / 6 581,5 TJ (1 126,8 MW / 6 408,7 TJ) stanowi zapotrzebowanie ze źródeł zasilających system sieci ciepłowniczych, z czego 52,6 MW / 309,5 T (46,1 MW / 292,7 TJ) wykorzystywane jest przez odbiorców z miejscowości leżących poza granicami miasta Poznania, tj. w Swarzędzu – 28,63 MW / 172,8 TJ (28,7 MW / 179,1 TJ), Koziegłowach – 17,86 MW / 114,9 TJ (16,4 MW / 105,6 TJ) i Zalasewie – 6,08 MW / 21,7 TJ (2,8 MW / 8,0 TJ).
Zapotrzebowanie mocy cieplnej na terenie Poznania zaspokajane przez przedsiębiorstwo energetyczne Dalkia Poznań S.A. wynosiło wówczas łącznie około 1 210,3 MW (1 149 MW) przy sprzedaży ciepła na poziomie 6 468 TJ (6 540 TJ).
Wartości podane w nawiasach dotyczą stanu za rok 2013.

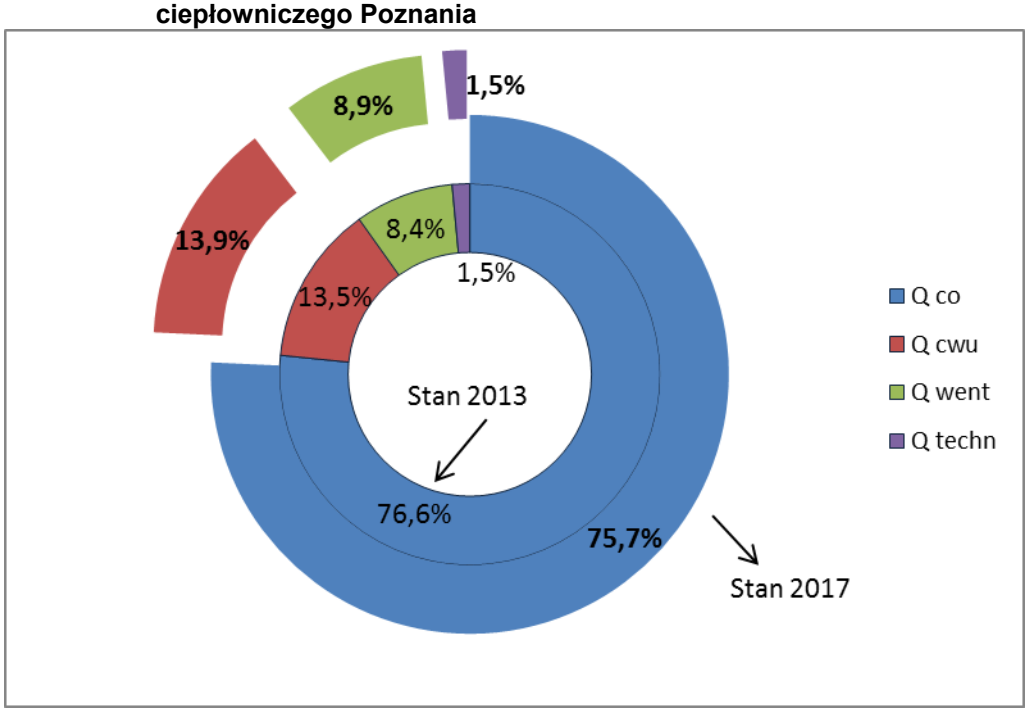
W przedstawionych poniżej tabelach dla wskazania kierunku zaistniałych zmian i skali rozwoju systemu ciepłowniczego zestawiono odpowiadające sobie wielkości z lat 2013 i 2017.

Tabela 4-9 Potrzeby cieplne zaspokajane przez Veolia Energia Poznań S.A. w Poznaniu [MW]

Rok	-	Q co	Q cwu	Q went	Q techn	Q o
2013	msc	827,85	146,19	90,65	16,08	1 080,77
	źr. lokalne	58,06	7,14	0,63	2,53	68,36
	RAZEM	***885,91***	***153,33***	***91,28***	***18,61***	***1 149,13***
2017	msc	895,79	163,93	105,11	17,96	1182,80
	źr. lokalne	21,75	3,20	0,0	2,52	27,48
	RAZEM	***917,54***	***167,13***	***105,11***	***20,48***	***1210,28***

Źródło: wg danych z Dalkia Poznań S.A.(stan 2013), Veolia Energia Poznań S.A. (stan 2017)

Wykres 4-2 Udział podstawowych rodzajów potrzeb cieplnych w zapotrzebowaniu ciepła z systemu ciepłowniczego Poznania



Źródło: wg danych z Veolia Energia Poznań S.A.

W poniższej tabeli przedstawiono zmiany mocy zamówionej oraz sprzedaży ciepła dla miejskiego systemu ciepłowniczego Poznania w okresie 2010-2017 z podziałem na poszczególne rodzaje potrzeb.

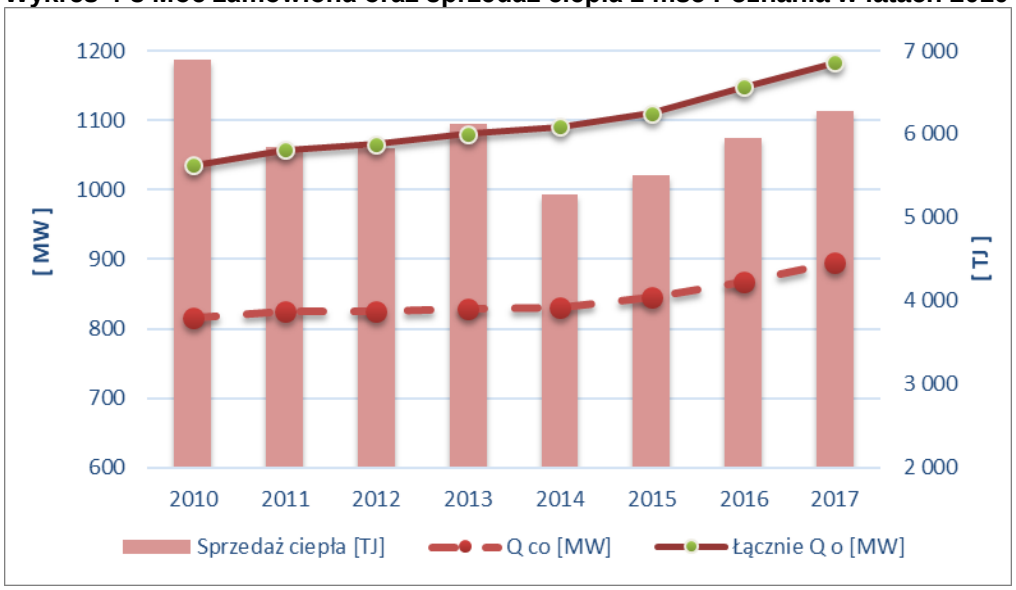
Tabela 4-10 Moc zamówiona oraz sprzedaż ciepła z msc Poznania w latach 2010-2017

Wyszczególnienie	Jedn.	2010	2013	2014	2015	2016	2017
Q co	MW	815,5	827,9	829,7	845,5	867,4	895,8
Q cwu	MW	141,0	146,2	152,1	157,1	160,2	163,9
Q went	MW	70,3	90,7	92,0	90,4	102,6	105,1
Q techn	MW	8,5	16,1	17,0	17,2	17,5	18
Łącznie Q o	***MW***	***1 035,2***	***1 080,8***	***1 090,9***	***1 110,2***	***1 147,7***	***1 182,8***
Sprzedaż ciepła	TJ	6 890,3	6 116,0	5 282,5	5 509,8	5 956,8	6 270,7

Źródło: wg danych z Dalkia Poznań S.A. (do 2013), Veolia Energia Poznań (2014 ÷ 2017)

Z przedstawionych danych wynika systematyczny wzrost zamówionej mocy cieplnej z msc Poznania, przy czym w okresie ostatnich 4-rech lat obserwuje się blisko dwukrotny wzrost intensywności przyłączeń do systemu ciepłowniczego.
Zakup ciepła również wzrasta, podlegając wahaniom zdeterminowanym m.in. przez warunki meteorologiczne w poszczególnych latach. Na wykresie poniżej przedstawiono graficznie zmiany zamówionej mocy oraz sprzedaży ciepła z msc w rozpatrywanym przedziale czasowym.

Wykres 4-3 Moc zamówiona oraz sprzedaż ciepła z msc Poznania w latach 2010-2017



Źródło: wg danych z Dalkia Poznań S.A. / Veolia Energia Poznań S.A.

System ciepłowniczy dostarcza ciepło do odbiorców z terenu Poznania, których podzielono według następujących kategorii:

- budynki jednorodzinne,
- budynki wielorodzinne,
- obiekty użyteczności publicznej,
- usługi komercyjne i handel,
- przemysł.

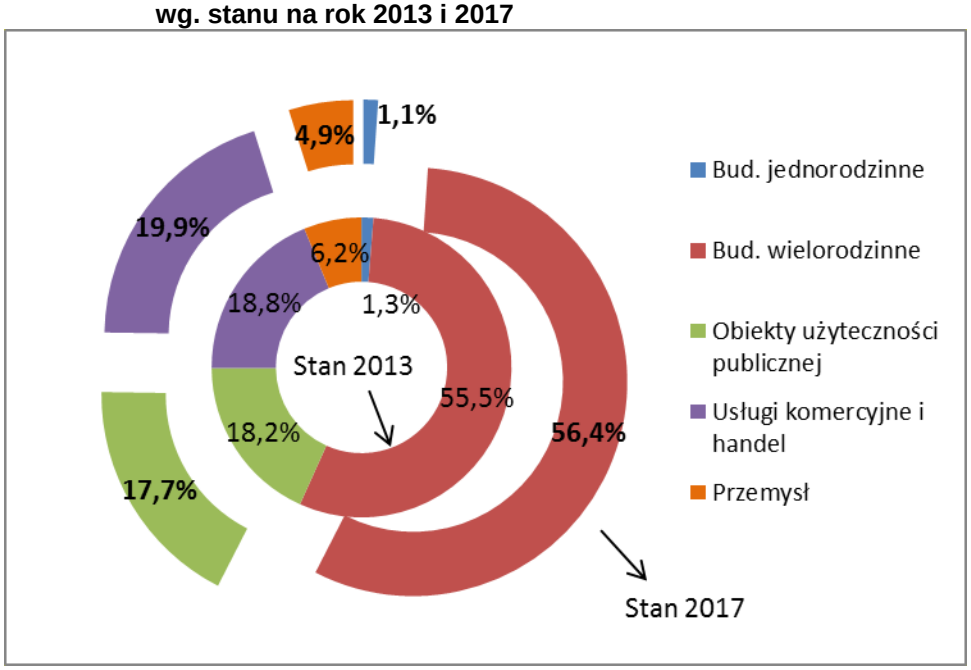
Porównanie wielkości zapotrzebowania mocy cieplnej oraz sprzedaży ciepła z systemu ciepłowniczego w latach 2013 i 2017 w podziale na ww. grupy odbiorców przedstawiono w poniższej tabeli ze wskazaniem ich udziału na wykresie.

Tabela 4-11 Zmiany zapotrzebowania mocy [MW] oraz zużycia ciepła [TJ] z msc Poznania w grupach odbiorców w latach 2013 / 2017

Rok	Odbiorcy ciepła	Q co	Q cwu	Q went	Q techn	Q o	Zużycie ciepła
2013	Bud. jednorodzinne	12,32	1,43	0,01	0,00	13,75	70,13
	Bud. wielorodzinne	482,89	111,28	4,40	0,88	599,44	3 817,06
	Obiekty użyteczności publicznej	153,16	16,35	20,64	6,4	196,56	978,16
	Usługi komercyjne i handel	125,10	12,38	59,33	6,81	203,62	874,59
	Przemysł	54,40	4,75	6,27	1,99	67,40	376,10
	RAZEM:	***827,86***	***146,19***	***90,65***	***16,08***	***1 080,77***	***6 116,04***
2017	Bud. jednorodzinne	11,64	1,42	0,01	0	13,07	64,4
	Bud. wielorodzinne	534,77	125,61	6,26	0,89	667,53	3 905,59
	Obiekty użyteczności publicznej	162,60	18,47	20,92	7,12	209,10	1 031,18
	Usługi komercyjne i handel	142,04	14,22	71,17	7,97	235,40	961,28
	Przemysł	44,75	4,21	6,75	1,99	57,70	308,29
	RAZEM:	***895,8***	***163,93***	***105,11***	***17,97***	***1 182,80***	***6 270,74***

Źródło: wg danych z Dalkia Poznań S.A./ Veolia Energia Poznań S.A.

Wykres 4-4 Struktura zapotrzebowania mocy u odbiorców ciepła z msc w układzie porównawczym wg. stanu na rok 2013 i 2017



Źródło: wg danych z Dalkia Poznań S.A. / Veolia Energia Poznań S.A.

Największą grupę odbiorców ciepła z msc stanowi budownictwo mieszkaniowe wielorodzinne, którego udział w mocy zamówionej z systemu ciepłowniczego wzrósł z poziomu 55,5% do 56,4%. Potrzeby cieplne drugiej z kolei grupy odbiorców, tj. handlu i usług, stanowią obecnie niespełna 20% ogółu mocy zamówionej.
Przyrost zapotrzebowania nastąpił dla wszystkich grup odbiorców (odpowiednio dla zabudowy mieszkaniowej o ok. 11%, dla obiektów użyteczności publicznej o ok. 6% oraz grupy handlu, biur i usług komercyjnych ok. 15,4%. Wyjątkiem jest grupa odbiorców ze strefy przemysłu, gdzie zaobserwowano spadek zapotrzebowania o ok.15%

4.4.2 Sprzedaż i zapotrzebowanie ciepła dla odbiorców w parze

Niezależnie od sprzedaży ciepła za pośrednictwem miejskiego systemu ciepłowniczego Veolia Energia Poznań sprzedaje ciepło wytworzone w EC II Karolin w postaci pary wodnej odrębną siecią parową do zlokalizowanych w sąsiedztwie znaczących odbiorców przemysłowych.
Parametry pary mieszczą się w granicach:

- temperatura: 190 ÷ 230^{o}C,
- ciśnienie: 1,0 ÷ 2,1 MPa.

Łączna moc zamówiona waha się w granicach 31,0 – 38,0 MW, a wielkość sprzedaży energii osiąga wartość około 700 TJ rocznie.
W związku z planowaną rozbudową przedsiębiorstwa Bridgestone przewiduje się na rok 2021 wzrost zapotrzebowania na ciepło w postaci pary do poziomu 58 MW.

4.4.3 Charakterystyka systemu sieciowego

System dystrybucji ciepła składający się z sieci magistralnych, rozdzielczych, przyłączeniowych oraz niskoparametrowych, będących w eksploatacji Veolia Energia Poznań S.A. i zasilanych ze źródeł systemowych oraz lokalnych, posiada całkowitą długość ok. 510 km (489 km – 2014 r.), z czego 495 km (467,3 km – 2014 r.) sieci msc ułożonych jest w grani-

cach miasta Poznania. Z systemu zaopatrywane w ciepło są również zlokalizowane w kierunku wschodnim miejscowości Koziegłowy, Swarzędz i Zalasewo.

Długość poszczególnych rodzajów sieci w granicach miasta przedstawia poniższa tabela.

Tabela 4-12 Długości sieci ciepłowniczych msc na terenie Poznania

Rodzaj sieci	Zakres średnic [mm]	Długość sieci [m] – stan na rok	
		2014	2017
magistralne	Dn≥ 300	111 299	111 299
rozdzielcze	100 ≤Dn< 300	190 250	198 134
przyłącza	Dn< 100	165 767	185 648
Razem		***467 316***	***495 081***

Źródło: Dalkia Poznań S.A. / Veolia Energia Poznań S.A.

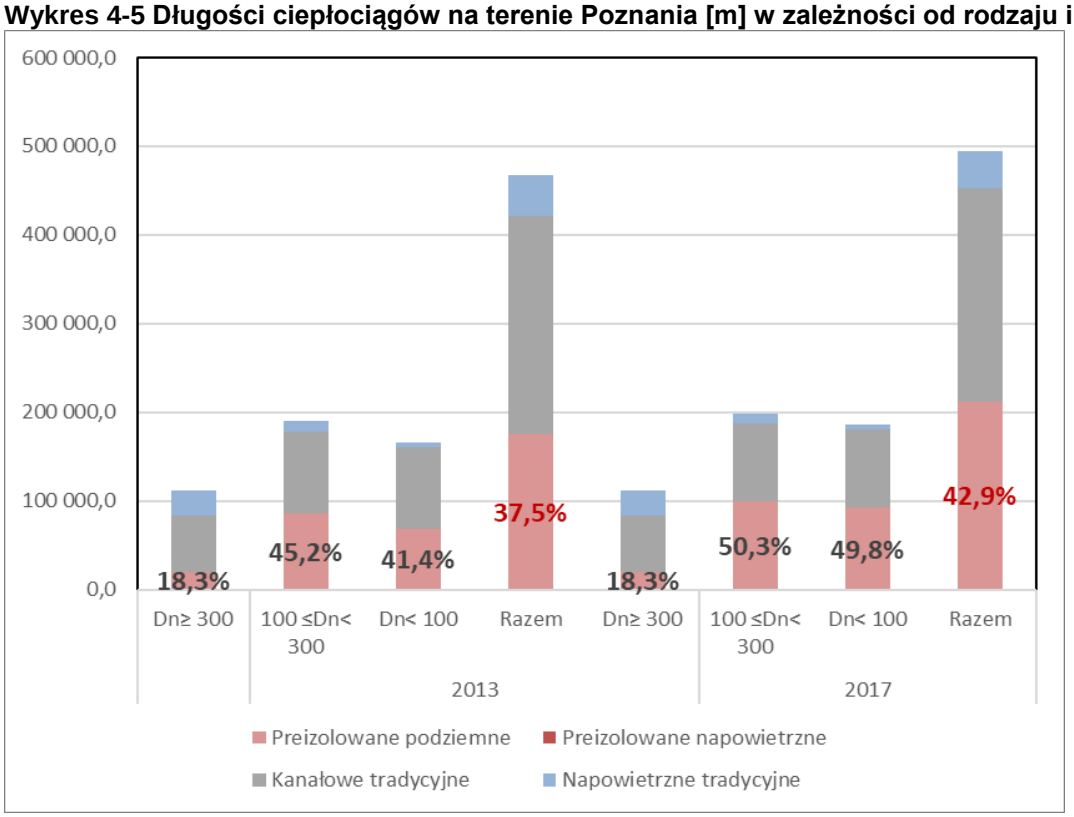
System ciepłowniczy Veolia Energia Poznań S.A. wykonany jest z rurociągów preizolowanych oraz tradycyjnych rurociągów kanałowych i napowietrznych. W okresie ostatnich czterech lat pojawiły się odcinki sieci preizolowanej napowietrznej w zakresie średnic poniżej Dn100. Zestawienie sieci msc i zasilanych ze źródeł lokalnych, zlokalizowanych w granicach gminy Poznań, z podziałem na technologię wykonania i rodzaj sieci wg średnic, z porównaniem stanu na rok 2013 i 2017 przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 4-13 Długości ciepłociągów na terenie Poznania [m] w zależności od rodzaju i wykonania

	Rodzaj sieci	Preizolowane		Kanałowe tradycyjne	Napowietrzne tradycyjne	Udział % rur preizolowanych
		podziemne	napowietrzne			
2013	Dn≥ 300	20 343		63 009	27 948	18,28%
	100 ≤Dn< 300	86 034		91 952	12 265	45,22%
	Dn< 100	68 657		91 970	5 140	41,42%
	Razem	***175 033***		***246 931***	***45 353***	***37,46%***
2017	Dn≥ 300	20 343		63 009	27 948	18,28%
	100 ≤Dn< 300	99 663		88 406	10 064	50,30%
	Dn< 100	92 409	16	88 842	4381	49,78%
	Razem	***212 415***	***16***	***240 257***	***42 393***	***42,91%***

Źródło: wg danych z Dalkia Poznań S.A. / Veolia Energia Poznań S.A.

Wykres 4-5 Długości ciepłociągów na terenie Poznania [m] w zależności od rodzaju i wykonania



Źródło: wg danych z Dalkia Poznań S.A. / Veolia Energia Poznań S.A.

Udział rurociągów preizolowanych dla sieci rozdzielczych, przyłączy, a także dla sieci niskich parametrów i c.w.u. kształtuje się obecnie na poziomie około 50% podnosząc ich udział odpowiednio z ~45% dla ciepłociągów ≥ Dn100 i ~41% dla sieci < Dn100. Natomiast na sieciach magistralnych, tj. dla Dn≥ 300 nie pojawiły się w ostatnim okresie nowe odcinki wykonane w preizolacji, utrzymując poziom ok. 18,3%.

Przedstawiona powyżej sytuacja w zakresie wieku i stanu modernizacji sieci msc Poznania wpływa na straty ciepła na przenikaniu, jak również na ubytki czynnika grzewczego, które zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 4-14 Ubytki wody sieciowej oraz straty ciepła w systemie Veolia Energia Poznań S.A.

Rok	Zład sieci [m^3]	Ubytki wody sieciowej [m^3]	Krotność wymian	Straty ciepła [GJ]	%
2009	73 627	327 238	4,4	1 056 386	14,78%
2010	73 689	283 630	3,8	1 053 719	12,93%
2011	73 959	289 464	3,9	956 726	13,84%
2012	74 195	313 412	4,2	971 085	13,43%
2013	74 375	326 199	4,4	932 109	12,72%
2014	74 488	220 521	2,96	964 781	14,66%
2015	74 689	278 166	3,72	967 732	13,86%
2016	74 873	229 015	3,06	1 058 142	13,91%
2017	75 036	246 256	3,28	1 109 563	14,03%

Źródło: wg danych z Dalkia Poznań S.A. / Veolia Energia Poznań S.A.

Na podstawie powyższych danych można wnioskować, że układ sieciowy eksploatowany przez Veolię Energia Poznań S.A. osiągnął stabilizację w zakresie krotności wymian wody sieciowej za sezon z niewielką tendencją zniżkową. Wynik na poziomie około 3 wymian wody sieciowej w sezonie przy rozległości omawianego systemu uznać można za nie budzący większych zastrzeżeń.
System charakteryzuje się stratami ciepła, które na podstawie dostępnych danych, oszacowano na 13÷15%, co czyni je porównywalne do średnich strat ciepła notowanych na systemach ciepłowniczych podobnej wielkości. Czynnikiem decydującym o utrzymywaniu się wielkości strat na zbliżonym poziomie jest status quo długości i technologii wykonania dla sieci magistralnych.

Węzły cieplne, jako elementy stanowiące połączenie między siecią ciepłowniczą a instalacjami odbiorczymi w budynkach, wchodzą w skład miejskiego systemu ciepłowniczego obsługiwanego przez Veolia Energia Poznań S.A. Przedsiębiorstwo to eksploatuje węzły dostarczające ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz na potrzeby technologiczne i wentylację.
Według stanu na koniec 2017 r. przedsiębiorstwo obsługuje łącznie 4 829 węzłów cieplnych (4 307 – 2013 r.), w tym 4 550 o łącznej mocy ok. 1 180 MW (4 063 – 2013 r.) w granicach miasta Poznania.
Na terenie miasta zabudowane są już tylko węzły wymiennikowe.
Wszystkie węzły są wyposażone:

- w automatykę pogodową,
- telemetrię do odczytu układów pomiarowych,
- możliwość sterowania węzłem z poziomu Centrum Zarządzania Energią i odczyt jego parametrów pracy – tylko w węzłach Veolii około 2500 sztuk.

Spośród ww. węzłów na terenie miasta 4 390 zaspokajają potrzeby c.o. na łączną moc ok. 883 MW, potrzeby c.w.u. zaspokajane są z 3 719 węzłów z zapotrzebowaniem na 167,5 MW. Na potrzeby wentylacji ciepło przetwarzane jest w 322 węzłach – ok. 101,5 MW, a na potrzeby technologiczne przekazywane jest 18,15 MW za pośrednictwem 53 węzłów.

Do podstawowych czynników (elementów), które mają istotny wpływ na jakość pracy sieci dystrybucyjnej systemu ciepłowniczego Poznania i mogące wystąpić ograniczenia w dostawie ciepła zgodnie z maksymalnym zapotrzebowaniem u odbiorców, należą:

- lokalizacja podstawowego źródła dla systemu (EC Karolin) w północno-wschodniej części miasta i brak znaczących źródeł w części zachodniej i południowej,
- znaczna długość sieci magistralnych msc Poznania. Odległość od źródła do najdalszego węzła w systemie wynosi obecnie ponad 20 km (po trasie rurociągu) w jedną stronę,
- stale rosnące obciążenia cieplne w centralnej części systemu, wynikające z realizacji dużej ilości nowych podłączeń do systemu ciepłowniczego skomasowanych w jedn. bilansowych: A1, C1, C2, C5, C6, C10, C11 i D1, dla których zanotowano przyrost zapotrzebowania na ciepło z systemu na poziomie w zakresie 5 ÷ 15 MW.

Deficyt ciśnienia dyspozycyjnego pojawia się przy występowaniu temperatur otoczenia poniżej (-)14^{o}C.

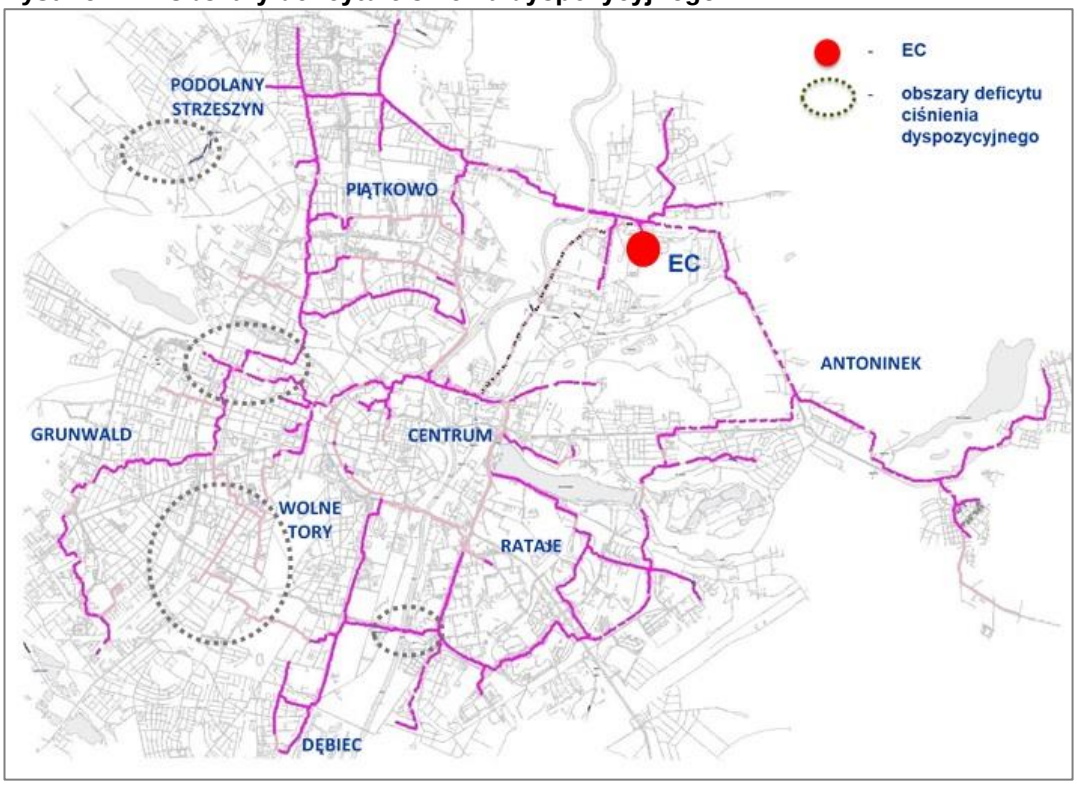
Korzystnym zjawiskiem w tej sytuacji jest fakt, że w Poznaniu występowaniu niskich temperatur towarzyszy utrzymywanie się układów wysokiego ciśnienia sprzyjających występowaniu słonecznej pogody. W tym przypadku Veolia, w ramach działalności Centrum Zarzadzania Energią, wykorzystując zdalne sterowanie węzłami, zarządza mocą cieplną wysyłaną do sieci poprzez ograniczenie poboru ciepła w węzłach ciepłowniczych, wykorzystując akumulację cieplną budynków i sieci ciepłowniczej. Pozwala to, według szacunków operatora systemu, w przypadku dużego nasłonecznienia, na obcięcie zapotrzebowania na systemie o około 40 MW bez pogorszenia komfortu cieplnego odbiorców. Efekt tych działań możliwy jest do utrzymania na okres od 24 do 48 godzin.

Do najbardziej niekorzystnych miejsc pod względem hydraulicznym w systemie wg programu ruchu na sezon 2017 – 2018 należały rejony komór:

- ✓ J2/32; Łukaszewicza/Stablewskiego,
- ✓ J8/33; ul. Palacza,
- ✓ W3/39; węzeł 10590 - MPK ul. Głogowska 131/133,
- ✓ J1/12; rejon przed przepompownią,
- ✓ W3/31; Sanitech, Panorama,
- ✓ G5/0k; węzeł 6661 – ul. Pogodna.

Obiekty w rejonie ulic: Rokietnicka, Sielska, Szpitalna wg planu ruchu są zasilane z miejskiej sieci ciepłowniczej do temperatury zewnętrznej -8˚C. Przy niższych temperaturach obiekty te winny być zasilane z lokalnych ciepłowni: C11 – ul. Rokietnicka, C57 – ul. Sielska, C70 – ul. Szpitalna wg odrębnego programu pracy.

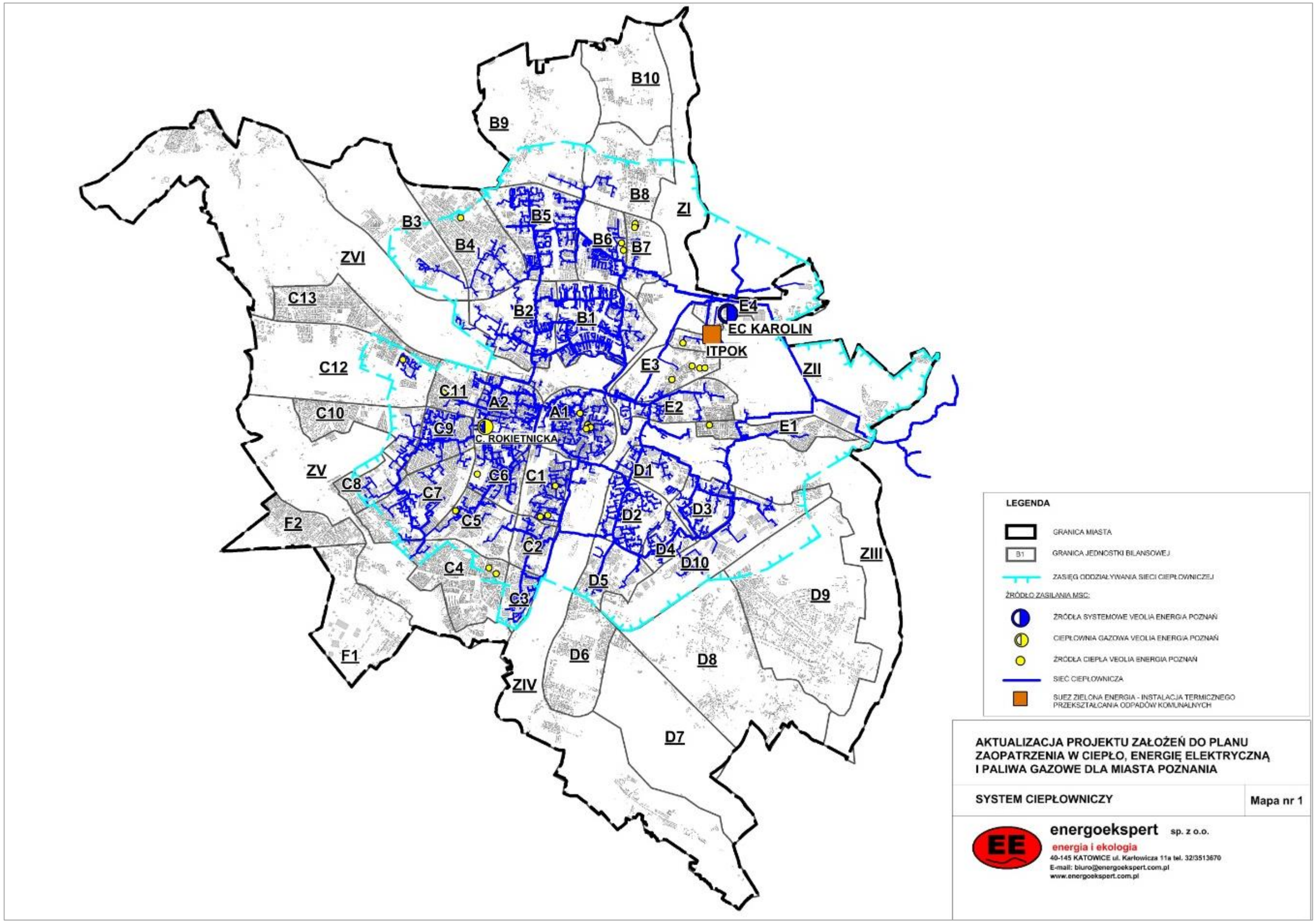
Rysunek 4-1 Obszary deficytu ciśnienia dyspozycyjnego



Źródło: z wykorzystaniem plików z Veolia Energia Poznań S.A.

W celu uregulowania sytuacji hydraulicznej w systemie zabudowane są przepompownie o następującej charakterystyce:

- w komorze G3/4 (ul. Świerzawska):
  - 3 pompy GRUNDFOS TP 150-320/4 PN 25,
  - wysokość podnoszenia – 27 mH_2O,
  - wydajność – 680 m^3/h;
- w komorze J1/12 (ul. Janickiego) na odejściu w kierunku Kopaniny na rurociągu zasilającym Dn800:
  - 3 pompy GRUNDFOS TP 250-660/4 A-F-A DRYK,
  - wysokość podnoszenia – 50 mH_2O,
  - wydajność – 2 100 m^3/h;
- w komorze W1/1 (ul. Hetmańska)
  - 2 pompy GRUNDFOS TP 250-600/4 X-F-A DBUE,
  - wysokość podnoszenia – 35 mH_2O,
  - wydajność – 1 600 m^3/h.


B10
B9
B8
ZI
B3
B5
B6
B7
B4
ZVI
C13
B2
B1
E4
EC KAROLIN
ITPOK
C12
E3
ZII
C11
A2
A1
E2
C10
C9
C. ROKIETNICKA
E1
ZV
C6
C1
D1
C8
C7
D2
D3
F2
C5
C2
D4
D10
ZIII
C4
D5
D9
C3
F1
D6
D8
ZIV
D7
LEGENDA
GRANICA MIASTA
B1
GRANICA JEDNOSTKI BILANSOWEJ
ZASIĘG ODDZIAŁYWANIA SIECI CIEPŁOWNICZEJ
ŹRÓDŁO ZASILANIA MSC:
ŹRÓDŁA SYSTEMOWE VEOLIA ENERGIA POZNAŃ
CIEPŁOWNIA GAZOWA VEOLIA ENERGIA POZNAŃ
ŹRÓDŁA CIEPŁA VEOLIA ENERGIA POZNAŃ
SIEĆ CIEPŁOWNICZA
SUEZ ZIELONA ENERGIA - INSTALACJA TERMICZNEGO PRZEKSZTAŁCANIA ODPADÓW KOMUNALNYCH
AKTUALIZACJA PROJEKTU ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I PALIWA GAZOWE DLA MIASTA POZNANIA
SYSTEM CIEPŁOWNICZY
Mapa nr 1
energoekspert sp. z o.o.
energia i ekologia
40-145 KATOWICE ul. Karłowicza 11a tel. 32/3513670
E-mail: biuro@energoekspert.com.pl
www.energoekspert.com.pl

4.5 Zapotrzebowanie ciepła i sposób pokrycia – bilans stanu istniejącego

Podstawę do sporządzenia bilansu aktualnego na grudzień 2017 roku stanowił bilans sporządzony na rok 2013 ujęty w Aktualizacji założeń.. dla obszaru miasta Poznania przyjętych uchwałą w 2015 roku (Aktualizacja 2014), z uwzględnieniem korekt wynikających z analizy dotyczącej zmian zaistniałych w okresie 2014÷2017, obejmujących:

- ✓ Wzrost zapotrzebowania na ciepło wynikający z powstawania nowej zabudowy zarówno mieszkaniowej, jak i obiektów strefy usług i przemysłu,
- ✓ Rozbudowy obiektów istniejących oraz zidentyfikowanych zmian w sposobie zmian wykorzystania z uwzględnieniem przeprowadzonych działań modernizacyjnych,
- ✓ Obniżenie zapotrzebowania wynikające z przeprowadzonych działań termomodernizacyjnych i innych proefektywnościowych,
- ✓ Zmiany w sposobie pokrycia zapotrzebowania, w tym: rozszerzenie obszaru oddziaływania systemu ciepłowniczego, gazowniczego, zabudowa instalacji OZE i odzysku ciepła z wentylacji i technologii.

Przy opracowywaniu bilansu wykorzystano informacje uzyskane od operatorów systemów energetycznych działających na terenie Poznania, informacje pozyskane za pośrednictwem Urzędu Miasta i przeprowadzonej ankietyzacji podmiotów i administratorów działających na terenie miasta w zakresie poziomu zapotrzebowania i sposobu jego pokrycia.

Przy opracowaniu bilansu cieplnego Poznania, określającego zapotrzebowanie na moc i energię cieplną u odbiorców z terenu miasta, wykorzystano następujące materiały:

- ➢ dane w zakresie zasobów budownictwa w poszczególnych obszarach bilansowych przekazane przez Zarząd Geodezji i Katastru Miejskiego GEOPOZ ze wskazaniem charakteru zabudowy;
- ➢ raporty wygenerowane z systemu SOZAT (opłaty za korzystanie ze środowiska) udostępnione przez Departament Środowiska Urzędu Marszałkowskiego Województwa Wielkopolskiego w ramach udostępniania informacji o środowisku i jego ochronie w zakresie podmiotów wprowadzających gazy i pyły do powietrza;
- ➢ wielkości zapotrzebowania mocy i energii cieplnej z systemu ciepłowniczego określone na podstawie informacji udzielonych przez Veolia Energia Poznań S.A.;
- ➢ zużycie gazu sieciowego wg informacji przekazanych przez PGNiG Wielkopolski Oddział Handlowy (obecnie Obrót Detaliczny Biuro Obsługi Klienta Poznań);
- ➢ dane o sposobie ogrzewań budynków mieszkalnych wielorodzinnych otrzymanych od administratorów (ankietyzacja);
- ➢ dla odbiorców indywidualnych wielkości zapotrzebowania mocy cieplnej oszacowano wskaźnikowo wg powierzchni użytkowej lub kubatury obiektu oraz stanu technicznego.

Wartości zapotrzebowania energii dla dużych odbiorców określone są według rzeczywistej wielkości zużycia energii podanej przez odbiorcę, natomiast dla pozostałych odbiorców są wielkościami wyliczonymi w oparciu o zapotrzebowanie mocy szczytowej i przyjęty czas poboru mocy dla danego charakteru odbioru (ankietyzacja).

Bilans zapotrzebowania na ciepło został opracowany przez określenie potrzeb cieplnych u odbiorców dla całego miasta, w rozdziale na następujące kategorie odbiorców:

- budownictwo mieszkaniowe, w tym w zabudowie jedno- i wielorodzinnej,
- obiekty użyteczności publicznej, w tym urzędy, obiekty szkolnictwa każdego szczebla, kultury, służby zdrowia itp.,
- handel i usługi komercyjne,
- zakłady

oraz ze wskazaniem sposobu pokrycia tego zapotrzebowania w zakresie wykorzystania:

- systemu gazowniczego – obejmujący zasilanie z kotłowni gazowych, w tym kotłowni należących i eksploatowanych przez Veolię Energia Poznań S.A., kotłowni dla zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i kotłowni własnych obiektów użyteczności publicznej i podmiotów oraz ogrzewanie indywidualne w oparciu o wykorzystanie gazu ziemnego,
- systemu ciepłowniczego – obejmujący obiekty podłączone do miejskiego systemu ciepłowniczego oraz obiekty zasilane parą bezpośrednio z Veolia Energia Poznań S.A.,
- ogrzewania węglowego – w zakresie wykorzystania lokalnych kotłowni węglowych, kotłowni indywidualnych i ogrzewania przy wykorzystaniu pieców ceramicznych,
- innego sposobu, w tym wykorzystania oleju opałowego lub energii elektrycznej,
- odnawialnych źródeł energii, w tym wykorzystanie biomasy w zakresie indywidualnym (np. kominki w zabudowie mieszkaniowej), biogazu, kolektorów słonecznych, pomp ciepła oraz odzysku ciepła np. z układów wentylacyjnych i procesów technologicznych.

Z uwagi na to, że ciepło wytworzone w uruchomionej instalacji ITPOK podawane jest do sieci ciepłowniczej, zostało ono uwzględnione jako ciepło systemowe.

Bilans ciepła 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.

Sporządzony bilans potrzeb cieplnych jest bilansem, dla którego wielkości zapotrzebowania odpowiadają wartościom rzeczywistym z uwagi na dostęp do relatywnie dokładnych danych wyjściowych, natomiast 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 Poznania wg stanu na koniec roku 2017 oszacowano na ~2 272,7 MW, w tym:

- ➔ 1 242,0 MW dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego,
- ➔ 338,8 MW dla potrzeb obiektów użyteczności publicznej,
- ➔ 385,9 MW dla strefy handlu i usługi komercyjnych,
- ➔ 306,0 MW dla potrzeb zakładów przemysłowych.

Roczne zużycie ciepła, wyrażone jako roczne zapotrzebowania energii u odbiorców na terenie miasta oszacowano na ok. 14 274 TJ, w tym:

- ➔ 7 028 TJ dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego,
- ➔ 1 831 TJ dla potrzeb obiektów użyteczności publicznej,
- ➔ 1 987 TJ dla potrzeb strefy handlu i usługi komercyjnych,
- ➔ 3 428 TJ dla zakładów przemysłowych.

Zestawienie bilansowe zapotrzebowania ciepła dla odbiorców z terenu całego miasta Poznania, z uwzględnieniem charakteru odbiorów i sposobu ich zaopatrzenia, przedstawia Tabela 4-15. Wielkości zapotrzebowania poszczególnych grup odbiorców w układzie procentowym przedstawia Wykres 4-6, a Wykres 4-7 wskazuje procentowy udział sposobu zaopatrzenia odbiorów.

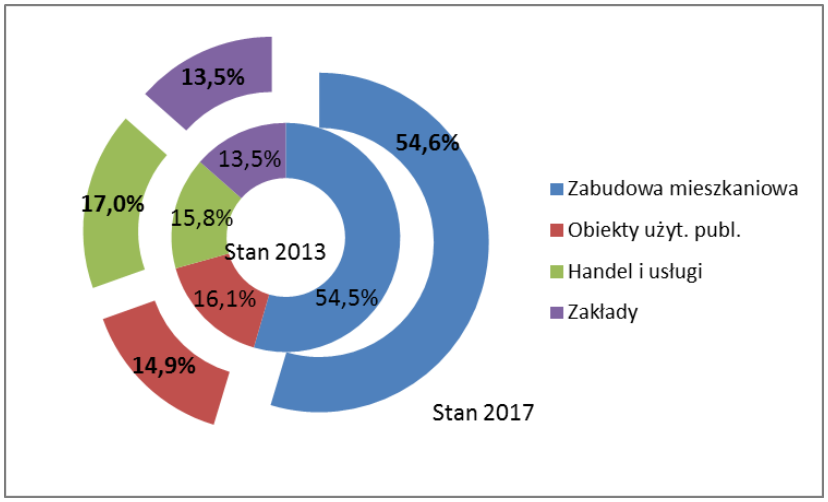
Tabela 4-15 Zapotrzebowanie mocy cieplnej [MW] u odbiorców na terenie Poznania wg stanu z 2017 r.

Źródła pokrycia / Grupy odbiorców		Gaz ziemny	Miejski system ciepłowniczy	Ogrzewanie węglowe	Inne (olej, en.el.)	OZE + odzysk ciepła	Razem Stan na 2017 r	Razem Stan na 2013 r.
Zabudowa mieszkaniowa	wielorodzinna	97,90	667,30	82,45	25,52	14,70	**887,9**	**854,9**
	jednorodzinna	190,80	13,21	116,48	15,85	17,76	**354,1**	**338,1**
Obiekty użyteczności publicznej		98,68	183,52	41,81	12,94	1,88	**338,8**	**352,7**
Handel i usługi komercyjne		75,52	246,52	46,50	14,24	3,13	**385,9**	**345,4**
Zakłady		149,75	110,22 *	12,70	25,55	7,79	**306,0**	**296,5**
Ogółem - stan na 2017		**612,6**	**1 220,8 ***	**299,9**	**94,1**	**45,3**	**2 272,7**	
Ogółem - stan na 2013		**632,6**	**1 114,8 ***	**306,5**	**92,6**	**41,0**		**2 187,7**

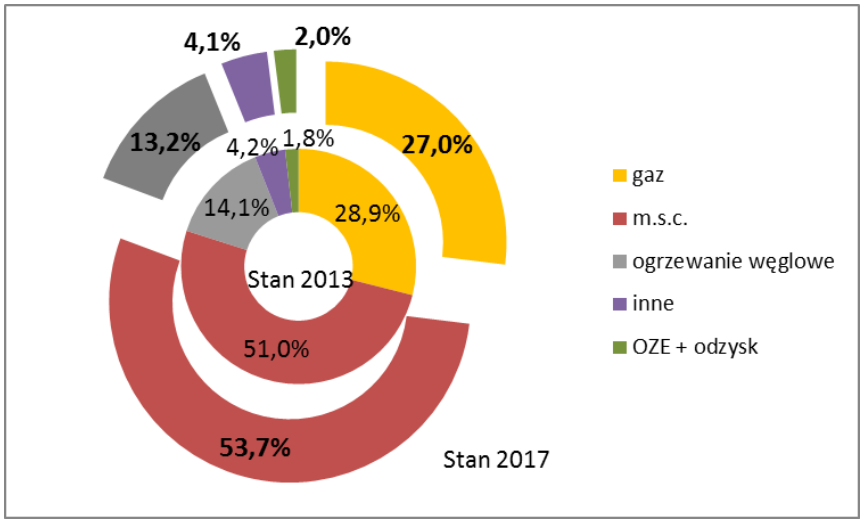
** w tym 38 MW do odbiorców pary grzewczej z EC Karolin*

Źródło: APZ 2014 + opracowanie własne

Wykres 4-6 Struktura zapotrzebowania na moc cieplną wg grup odbiorców dla stanu na lata 2013 / 2017



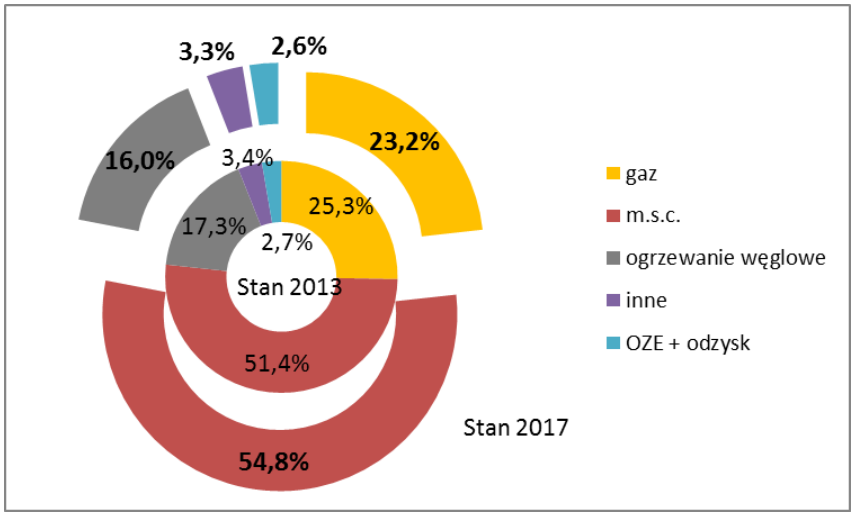
Wykres 4-7 Sposób pokrycia zapotrzebowania na moc cieplną w Poznaniu dla stanu na lata 2013 / 2017



Z powyższych wykresów wynika, że największym odbiorcą energii cieplnej jest zabudowa mieszkaniowa, której potrzeby stanowią blisko 55% sumarycznych potrzeb cieplnych miasta i powoli rosną.

Głównym sposobem pokrycia tego zapotrzebowania jest wykorzystanie ciepła z systemu ciepłowniczego, którego udział w skali miasta wzrósł z poziomu 51% w 2013 roku do poziomu ponad 53,7% w roku 2017, a w przypadku zabudowy mieszkaniowej udział ten wzrósł z poziomu około 51,4% do 54,8% (patrz Wykres 4-8).

Wykres 4-8 Sposób pokrycia zapotrzebowania na moc cieplną dla zabudowy mieszkaniowej w Poznaniu dla stanu na lata 2013 / 2017



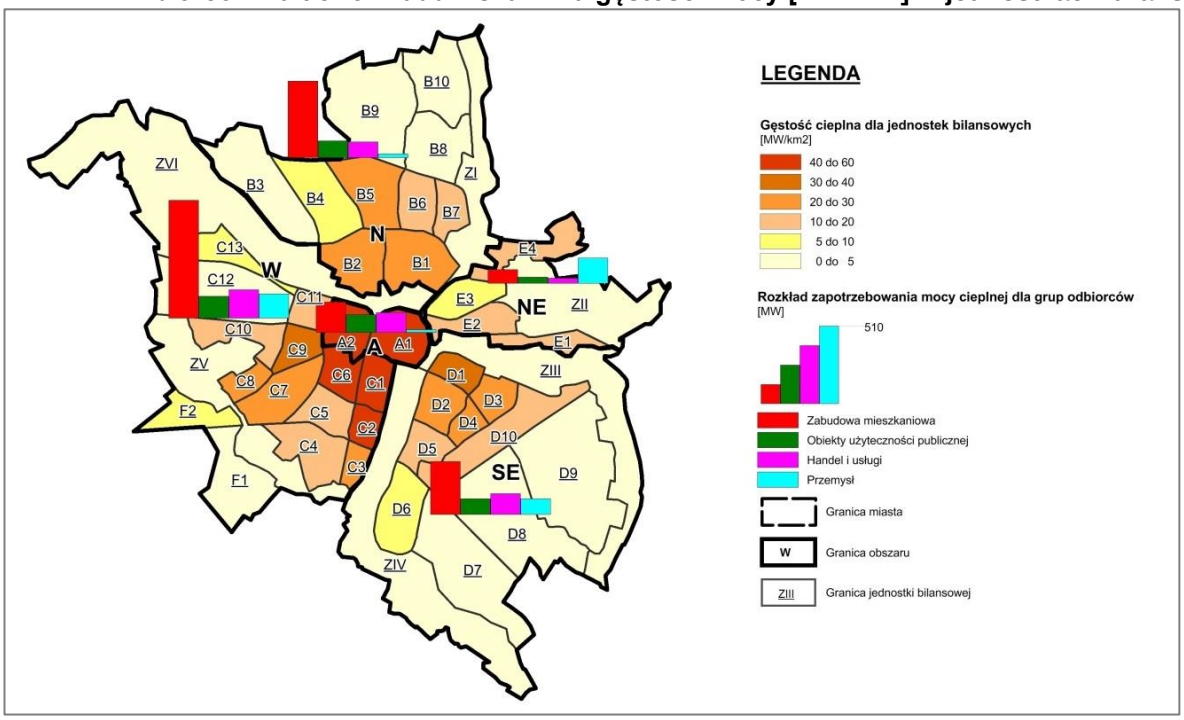
Szczegółowe zestawienie bilansu zapotrzebowania mocy cieplnej ze wskazaniem zapotrzebowania na energię cieplną finalną, tj. zapotrzebowania u odbiorcy końcowego dla roku statystycznego, w rozbiciu na poszczególne jednostki bilansowe, przedstawiono w załączniku 1 do niniejszego opracowania.

Dla oceny rozmieszczenia poziomu zapotrzebowania na ciepło posłużono się wskaźnikiem gęstości mocy, obrazującym stosunek mocy cieplnej zapotrzebowanej przez odbiorców do powierzchni obszaru, na którym są zlokalizowani. Wskaźnik ten wyznaczono dla wszystkich 47 jednostek bilansowych.
Z uwagi na sposób zagospodarowania Poznania oraz układ terenów zielonych, które w sposób naturalny dzielą miasto na części: północną i zachodnią oraz północno i południowo-wschodnią, zestawiono wielkości zapotrzebowania na ciepło w podziale według charakteru zabudowy i sposobu jego pokrycia, dla pięciu skomasowanych obszarów obejmujących odpowiednio poniżej zestawione jednostki bilansowe:

- ➔ Obszar śródmieścia (A) – jedn. bilansowe A1 i A2,
- ➔ Obszar północny (N) – jedn. bilansowe B1 ÷ B10, ZI,
- ➔ Obszar zachodni (W) – jedn. bilansowe C1 ÷ C13, F1, F2, ZV i ZVI,
- ➔ Obszar południowo-wschodni (SE) – jedn. bilansowe D1 ÷ D10, ZIV i ZIII,
- ➔ Obszar północno-wschodni (NE) – jedn. bilansowe E1 ÷ E4, ZII.

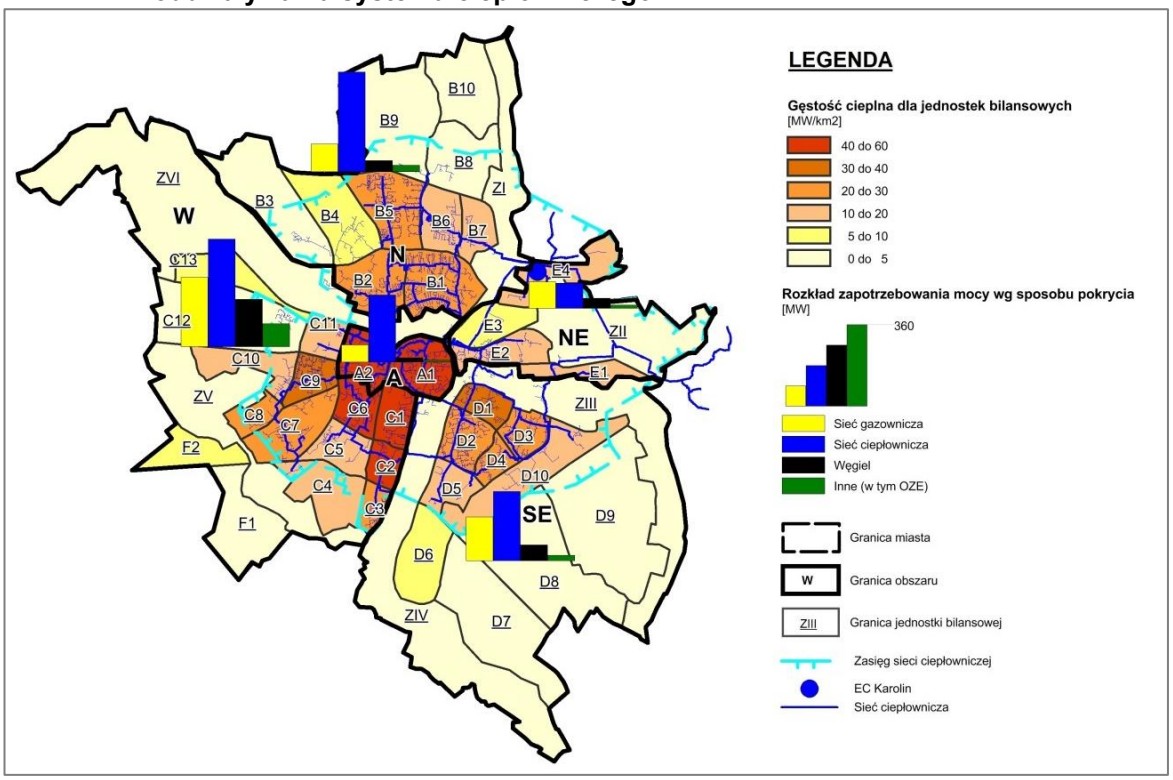
Przedstawione poniżej mapki na tle rozkładu gęstości zapotrzebowania na ciepło pokazują strukturę poszczególnych grup jego odbiorców w układzie głównych obszarów miasta jw. (rys. 4-2) oraz sposób jego pokrycia (rys. 4-3 i 4-4) dla wyżej wyszczególnionych 5-ciu obszarów na tle obszarów oddziaływania systemu ciepłowniczego i gazowniczego.

Rysunek 4-2 Poziom zapotrzebowania mocy cieplnej dla 5 obszarów miasta w rozbiciu na grupy odbiorców na tle rozkładu wskaźnika gęstości mocy [MW/km^2] w jednostkach bilansowych

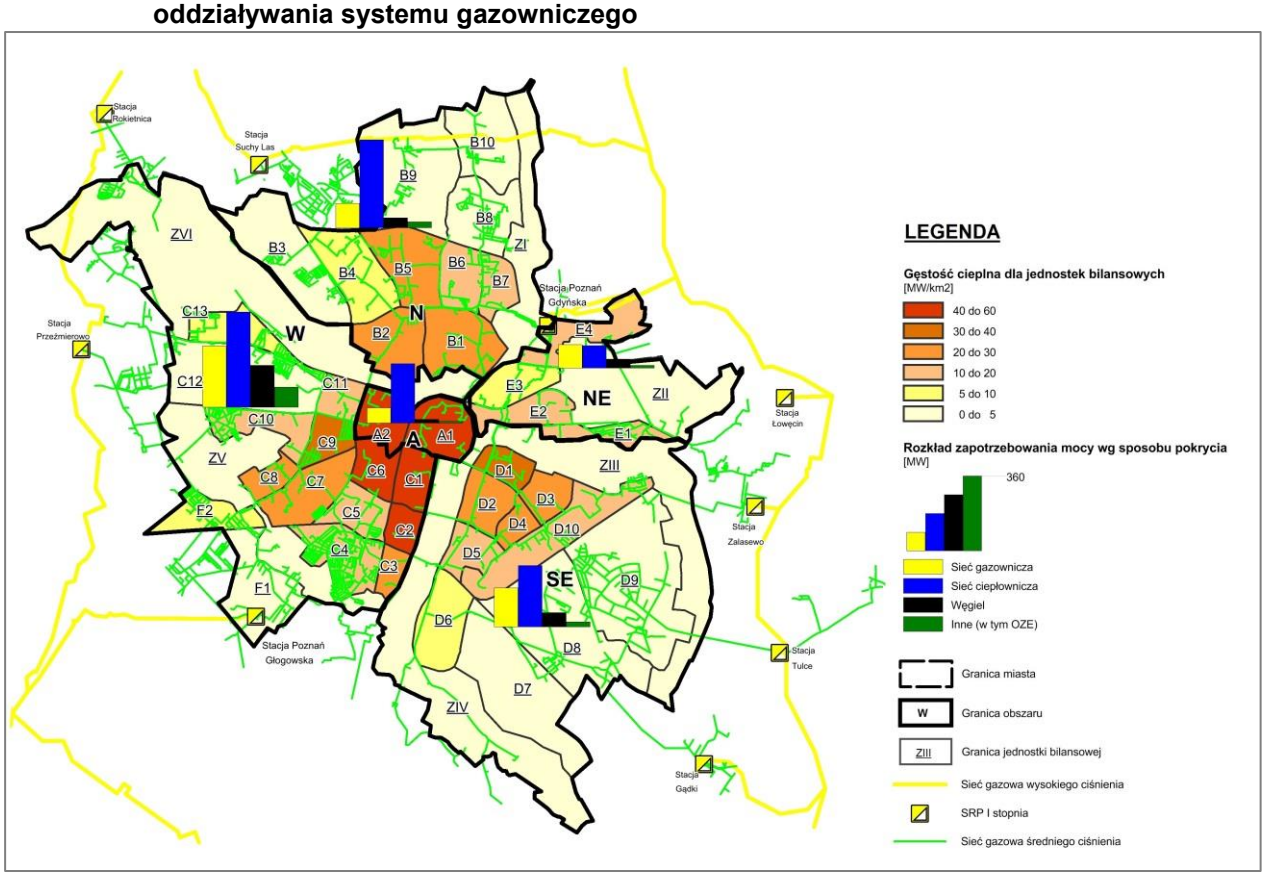


W stosunku do stanu z 2013 roku obserwuje się zmianę gęstości cieplnej dla jednostek bilansowych: C1, C2, C6, C7, C11, gdzie wystąpił szczególnie intensywny rozwój zabudowy mieszkaniowej i A1, B4, C1, D1, D10 - rozbudowa obiektów strefy użyteczności publicznej i usług komercyjnych.

Rysunek 4-3 Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej dla 5 obszarów miasta na tle rozkładu wskaźnika gęstości mocy [MW/km^2] w jednostkach bilansowych ze wskazaniem zasięgu oddziaływania systemu ciepłowniczego



Rysunek 4-4 Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej dla 5 obszarów miasta na tle rozkładu wskaźnika gęstości mocy [MW/km^2] w jednostkach bilansowych ze wskazaniem zasięgu oddziaływania systemu gazowniczego



4.6 Plany rozwoju Veolia Energia Poznań S.A. – stopień realizacji

Poniżej przedstawiono podstawowe elementy ujęte w Planach rozwoju działającego na terenie Poznania przedsiębiorstwa ciepłowniczego i wskazania dotyczące stopnia ich realizacji i wprowadzanych zmian, mających na celu dostosowanie kolejnych zamierzeń do aktualnych potrzeb, które miałyby zapewnić gwarancję zaopatrzenia odbiorców w ciepło i dalsze rozszerzenie obszaru oddziaływania.

Tabela 4-16 Przedstawienie stopnia realizacji Planu rozwoju przedsiębiorstwa Dalkia / Veolia na lata 2015 - 2017

Działania ujęte w „Planie Rozwoju Dalkia Poznań S.A. na lata 2015-2017”	Stopień realizacji
Budowa źródła kogeneracyjnego gazowo-parowego o mocy 50 MW w EC Karolin	- odłożone
Budowa źródeł rozproszonych 3 x 20 MW, wg harmonogramu: ✓ Hetmańska – 2015 r. ✓ Kopanina – 2017 r. ✓ Na terenie HCP – 2019 r.	 - niemożliwa do realizacji z uwagi na brak możliwości technicznych montażu urządzeń przy optymalnych nakładach, - inwestycja przesunięta w czasie – 1-szy etap 2021 r., docelowo zmiana mocy zainstalowanej na 45 MW, - odłożona bez terminu
Rozbudowa magistral przesyłowych: ✓ Kopanina - Łazarz – 2xDn350,	 - realizacja przesunięta w czasie na rok 2020,

Działania ujęte w „Planie Rozwoju Dalkia Poznań S.A. na lata 2015-2017”	Stopień realizacji
✓ Kopanina - os. Kopernika – 2xDn600	- rezygnacja z inwestycji
Instalacje odsiarczania i odazotowania spalin w EC Karolin: ✓ instalacje odsiarczania spalin (IOS) dla kotłów 1K2 i 2K metodą półsuchą ✓ budowa instalacji odazotowania spalin SNCR	 – zrealizowane 2015 r. - 2018 r. – zakończona budowa instalacji na kotle 2K, na pozostałych jednostkach planowane zakończenie w I kwartale 2019 r.
Włączenie ITPOK do sieci cieplnej - 2016 r.	– zrealizowane – uruchomienie sierpień 2016 r.
Likwidacja źródła Garbary - 2016 r.	– zrealizowane
Rozwój systemu telemetrii sieci, węzłów cieplnych i źródeł	- w realizacji ciągłej
Kontynuacja rozwoju usługi zarządzania energią w budynkach.	- w realizacji ciągłej

Veolia Energia Poznań S.A. udostępniła „Plan Rozwoju Veolia Energia Poznań S.A. w latach 2018 – 2020”. Plan ten dotyczy zarówno obszaru oddziaływania systemu ciepłowniczego Poznania, jak również działalności przedsiębiorstwa na terenie innych gmin, na terenie których posiada infrastrukturę ciepłowniczą, w tym powiązaną z msc Poznania.
Plan ten ukierunkowany jest głównie na zagadnienia dotyczące realizacji inwestycji związanych z rozwojem sieciowych systemów ciepłowniczych.
Kierunki rozwoju i zmiany w systemie ciepłowniczym ujęte w udostępnionym Planie w zakresie dotyczącym miasta Poznania obejmują:

- rozbudowę istniejących sieci ciepłowniczych celem przyłączenia nowych odbiorców (głównie sieci rozdzielcze i przyłącza),
- rozbudowę źródeł ciepła oraz magistral przesyłowych celem zwiększenia mocy zainstalowanej oraz poprawy warunków hydraulicznych sieci,
- wymianę węzłów grupowych na węzły indywidualne w celu zmniejszenia strat przesyłu ciepła do poszczególnych budynków,
- budowę przepompowni sieciowych,
- rozwój systemu telemetrii sieci, węzłów cieplnych i źródeł,
- kontynuację rozwoju usługi zarządzania energią w budynkach.

Konsekwencją zmieniających się uwarunkowań rozwoju systemu, wynikających z rozsze*rze*nia i/lub zmiany obszarów nowych włączeń oraz możliwości lokalizacyjnych nowych źródeł, jest zmiana koncepcji rozwoju zasilania miejskiej sieci ciepłowniczej. Głównym elementem jest rezygnacja z planowanego rozwiązania z wykorzystaniem 3 źródeł rozproszonych 3x20 MW (Kopania, Hetmańska, na terenie HCP), na rzecz jednego o zwiększonej mocy do 45 MW z lokalizacją na Kopaninie. Przewidywana jest zabudowa źródła olejowo-gazowego z dwuetapowym cyklem realizacji.
Przewidywany na chwilę obecną harmonogram prac na systemie obejmuje realizację następujących inwestycji:

- przebudowa ciepłociągu Strzeszyn – Podolany z uwzględnieniem wymaganej zmiany średnicy 2x Dn150 na 2x Dn250 – rok 2020,

- przepompownia w ul. Obornickiej (w stronę Strzeszyna – Podolan) – rok 2019/2020,
- magistrala Kopanina –Sielska 2x Dn350 – rok 2020,
- źródło olejowo-gazowe Kopanina 30 MW – etap1 – rok 2021,
- źródło olejowo-gazowe Kopanina 15 MW – etap2 – rok 2022,
- przepompownia Garbary – rok 2021 (prowadzona analiza celowości).

Realizacja powyższych inwestycji winna zlikwidować wszystkie występujące ograniczenia ciśnień dyspozycyjnych na sieciach.

Do inwestycji planowanych do realizacji na terenie EC Karolin należą:

- budowa kotła parowego o mocy 20 MW na paliwo gazowe – rok realizacji 2020. Inwestycja dedykowana jest dla zaopatrzenia Bridgestona w parę po jego planowanej rozbudowie,
- budowa akumulatora ciepła, w skład którego wchodzić będzie zbiornik stalowy, izolowany o pojemności 24 000 m^3 (do 1 400 MWh) oraz pompownia wody gorącej i zimnej – zakończenie budowy 2021 r.

Na chwilę obecną wstrzymana jest bezterminowo rozważana przez PGNiG TERMIKA S.A. planowana budowa elektrociepłowni gazowej o przewidywanej mocy źródła 50 MW_t i 50 MW_e, z wykorzystaniem gazu ziemnego ze złóż krajowych, eksploatowanych przez PGNiG S.A. w rejonie Kościana. Rozważana była możliwość lokalizacji planowanego źródła na terenie H. Cegielski Poznań S.A.
Rezygnację z ww. inwestycji w chwili obecnej PGNiG Termika uzasadnia przy piśmie z dn. 18.09.2018 r., znak MA./DG/30/2018/3542, brakiem ekonomicznej opłacalności według stanu analiz na rok 2015, a także zmieniające się otoczenie legislacyjne.
W przyszłości przedsiębiorstwo sygnalizuje podjęcie planu zrewidowania założeń biznesowych dla ww. projektu i w konsekwencji decyzji dotyczącej wznowienia ww. prac, bez możliwości podania szczegółów możliwej do realizacji inwestycji.

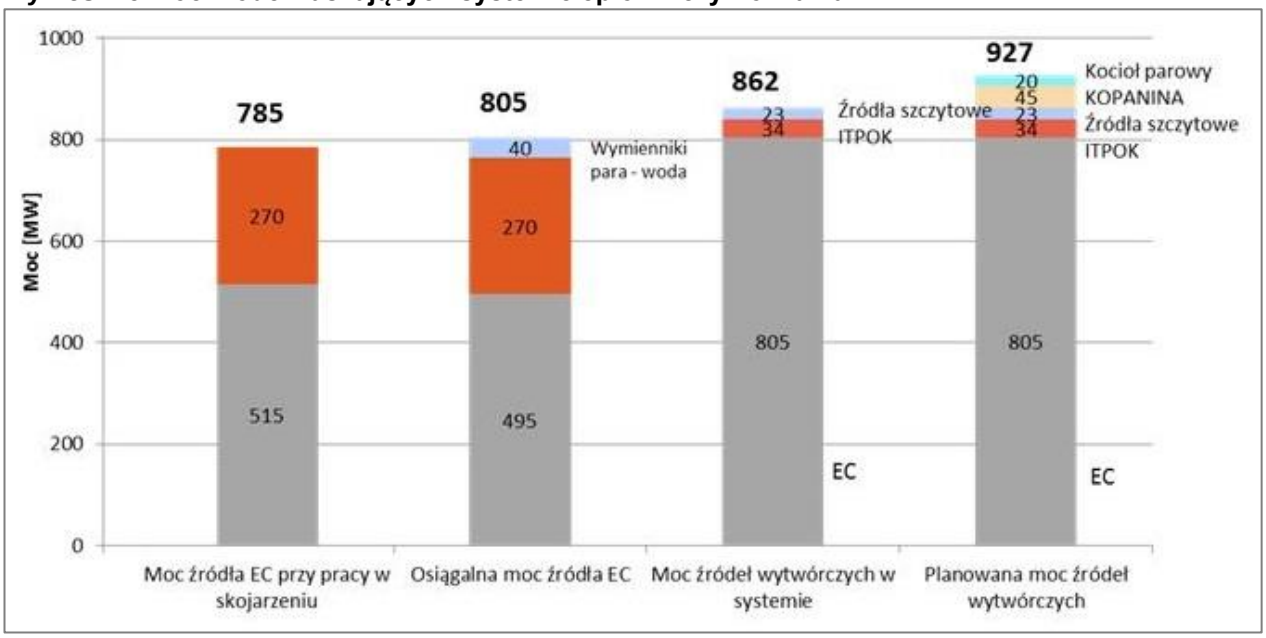
4.7 Ocena stanu systemu ciepłowniczego

Ocenę stanu zaopatrzenia odbiorców w ciepło z systemu ciepłowniczego na terenie Poznania przeprowadzono odnosząc bilans potrzeb cieplnych dla roku 2017 do sposobu pokrycia tych potrzeb oraz stanu technicznego infrastruktury obiektów umożliwiających to pokrycie, jak również analizę stopnia realizacji planów rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego i wpływ na jakość pracy systemu ciepłowniczego i bezpieczeństwo dostawy ciepła w najbliższej perspektywie.

Podstawowym parametrem świadczącym o zapewnieniu bezpieczeństwa zaopatrzenia w ciepło odbiorców podłączonych do systemu ciepłowniczego jest zapewnienie dostaw ciepła dla zasilania msc na poziomie wynikającym z wielkości mocy zamówionej przez odbiorców, przy uwzględnieniu zastosowania współczynnika jednoczesności adekwatnego do skali oddziaływania analizowanego systemu ciepłowniczego.

Według stanu na koniec 2017 roku moc zamówiona przez odbiorców w systemie ciepłowniczym Poznania wynosiła 1 235,4 MW, w tym 1 182,8 dla odbiorców z terenu miasta Poznania i 52,6 MW dla odbiorców spoza miasta, tj. z terenu Swarzędz, Koziegłowy, Zalasewo. Przyjmując współczynnik jednoczesności na poziomie 0,7 odpowiadający skali systemu i wynikający z dotychczasowych doświadczeń operatora systemu ciepłowniczego, wymagana wielkość mocy dyspozycyjnej dla źródeł zasilających msc Poznania osiąga dla stanu istniejącego wartość około 860 MW.
Jest to wielkość wymagana w przypadku wystąpienia warunków meteorologicznych odpowiadających temperaturze otoczenia (-)18^{o}C, tj. dla II strefy klimatycznej, w której zlokalizowany jest Poznań.
Zestawienie mocy źródeł, z których możliwe jest w chwili obecnej podawanie ciepła do msc oraz będzie możliwe po realizacji planowanych inwestycji przedstawiono na wykresie 4-9.

Wykres 4-9 Moc źródeł zasilających system ciepłowniczy Poznania



Źródło – według stanowiska Veolii Energia Poznań S.A. przy piśmie z dn. 22.10.2018 r.

- Po wyłączeniu z eksploatacji EC Garbary podstawowym źródłem zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego pozostaje EC Karolin z osiągalną mocą cieplną na poziomie 805 MW_t;
- Łączna moc źródeł posiadających możliwość współpracy z systemem ciepłowniczym miasta osiąga wielkość na poziomie 57 MW, przy czym umowa z właścicielem ITPOK opiewa tylko na 10 MW z 34 MW mocy zainstalowanej w źródle. Dodatkowym ograniczeniem jest występowanie deficytu ciśnienia dyspozycyjnego na niektórych odcinkach sieci, co może być odczuwalne przy długotrwałym obniżeniu temperatury otoczenia poniżej (-)14^{o}C;
- Obiekty przyłączone do systemu ciepłowniczego w chwili obecnej posiadają ograniczone zabezpieczenie źródłowe określone dla stanu istniejącego – 1235,5 MW mocy zamówionej u odbiorcy / ~860 MW mocy dyspozycyjnej w źródłach;

- Ograniczenie mocy zainstalowanej dla zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego Poznania jw. (deficyt ciśnienia dyspozycyjnego) oraz prowadzone równolegle działania w kierunku rozszerzania zakresu oddziaływania systemu ciepłowniczego wskazują na konieczność rozbudowy źródeł zasilających msc, w szczególności z kierunku południowo-zachodniego;
- Prowadzona jest systematyczna modernizacja sieci ciepłowniczych obejmująca wymianę izolacji termicznej na rurociągach napowietrznych oraz wymianę sieci zrealizowanych w technologii kanałowej na preizolowaną. Wzrost udziału sieci preizolowanych z poziomu 38% do wielkości 43% świadczy co prawda o systematycznym rozwoju i modernizacji sieci ciepłowniczych na terenie miasta, a równocześnie uzasadnia celowość kontynuowania działań w tym zakresie. W szczególności należy przeanalizować możliwość modernizacji sieci magistralnych (>2x Dn 300) z uwagi na utrzymujący się poziom strat ciepła na systemie;
- System ciepłowniczy Poznania posiada status systemu efektywnego. Udział ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczej, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła ciepła, oraz ciepła użytkowego wytwarzanego w kogeneracji, wynosi za rok 2017 – 79,4%. Pozwala to na wykorzystywanie środków pomocowych na jego rozwój i modernizację;
- Rozległość sieci ciepłowniczej Poznania, lokalizacja głównego źródła systemowego na północno-wschodnim krańcu systemu, jak również znaczące rozszerzenie rynku ciepła obsługiwanego z systemu ciepłowniczego, szczególnie w centralnej części miasta, a co za tym idzie centralnej części systemu msc wpływa na wzrost i tak już dużych spadków ciśnienia dyspozycyjnego na trasie przesyłu. Spowodowało to rozszerzenie obszarów, na których występuje deficyt ciśnienia dyspozycyjnego, co przy wystąpieniu zaostrzonych zimowych warunków meteorologicznych może być przyczyną zaistnienia ograniczeń w dostawie ciepła do niektórych grup odbiorców końcowych;
- Występujące utrudnienia dla układu hydrauliki systemu, dla którego regulacji wykorzystywane są obecnie 3 przepompownie zabudowane na sieci ciepłowniczej, mogą decydować o ograniczeniu możliwości rozwoju systemu ciepłowniczego w niektórych kierunkach;
- Likwidacja ograniczeń w zasilaniu w ciepło dla odbiorców, gdzie obecnie występują obszary deficytu ciśnienia dyspozycyjnego, uzyskana zostanie po zakończeniu realizacji działań inwestycyjnych obejmujących:
  - ✓ przebudowę sieci w rejonie Strzeszyn-Podolany z uwzględnieniem zmiany średnicy z 2x DN150 na 2x DN250 oraz budowę przepompowni na Podolanach - w rejonie ul. Obornickiej,
  - ✓ budowę magistrali Kopanina – Sielska 2x Dn350,
  - ✓ budowę źródła Kopanina – 45 MW.

  Zakończenie ww. działań przewidywane jest na rok 2022.

5. System elektroenergetyczny

5.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw – zmiany formalne

W procesie zapewnienia dostaw energii elektrycznej na obszar Poznania uczestniczą przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się: wytwarzaniem, przesyłaniem oraz dystrybucją tejże energii. Ważną grupę stanowią przedsiębiorstwa obrotu, sprzedające energię elektryczną odbiorcom finalnym. Poniżej przedstawiono charakterystykę formalno-prawną najważniejszych podmiotów odpowiedzialnych za pewność dostaw energii elektrycznej do odbiorców zlokalizowanych na obszarze Poznania.

5.1.1 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej

Jak już wcześniej wspomniano w rozdziale 4, działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej prowadzona jest głównie w Elektrociepłowni Karolin należącej do spółki Veolia Energia Poznań S.A., wchodzącej w skład Grupy Veolia (dawniej Dalkia) - europejskiego lidera w dziedzinie usług energetycznych. Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne dysponuje urządzeniami wytwórczymi o mocy elektrycznej 283,5 MW_e wytwarzanej w kogeneracji z produkcją energii cieplnej i jest największym producentem energii elektrycznej na obszarze aglomeracji poznańskiej.
Przedsiębiorstwo posiada koncesje:

- na wytwarzanie energii elektrycznej wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 20 września 2013 r. decyzją Nr WEE/2001A/154/W/OPO/2013/JPi i zmienioną w dniu 28 grudnia 2017 r. - ważną do dnia 28 grudnia 2021 r.;
- na dystrybucję energii elektrycznej wydaną przez Prezesa URE w dniu 18 lutego 2009 r. decyzją Nr DEE/89/1270/W/OPO/2009/AJ i zmienioną w dniu 28 grudnia 2017 r. - ważną do dnia 31 grudnia 2030 r.;
- na obrót energią elektryczną wydaną przez Prezesa URE w dniu 24 lutego 2005 r. decyzją Nr OEE/398/154/W/2/2005/BT i zmienioną w dniu 28 grudnia 2017 r. - ważną do dnia 31 grudnia 2028 r.

5.1.2 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej

Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna jest spółką z siedzibą w Konstancinie-Jeziornej przy ul. Warszawskiej 165, która zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 czerwca 2014 r. została wyznaczona Operatorem Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego na okres do 31 grudnia 2030 r. Obszar działania PSE S.A. wynika 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.

5.1.3 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej

Na terenie Poznania działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadzi głównie ENEA Operator Sp. z o.o. Ponadto w granicach miasta działają przedsiębiorstwa o zasięgu lokalnym i/lub w zakresie wydzielonego systemu trakcji kolejowych, tj.: PKP Energetyka S.A. oraz H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. i Veolia Energia Poznań S.A.

ENEA Operator Sp. z o.o. jest spółką wyznaczoną na podstawie Decyzji Prezesa URE z dnia 30 czerwca 2007 r. nr DPE-47-94(10)/2717/2008/PJ na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres do 1 lipca 2030 r., to jest na okres obowiązywania posiadanej przez przedsiębiorstwo koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, przyznanej decyzją nr DEE/50/13854/W/2/2007/PKo. Obszar działania przedsiębiorstwa ENEA Operator Sp. z o.o., zgodnie z koncesją, obejmuje województwa: dolnośląskie, lubuskie, kujawsko-pomorskie, pomorskie, wielkopolskie, zachodniopomorskie.
ENEA Operator Sp. z o.o. to jedna z czterech największych spółek w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo dostarcza rocznie niemal 18 TWh energii elektrycznej, zasilając około 2,5 mln odbiorców (w tym ponad 1 mln w woj. wielkopolskim) na obszarze około 58,2 tys. km². Spółka eksploatuje ponad 121 tys. km linii elektroenergetycznych wraz z przyłączami (w tym 4 722 km sieci WN) i eksploatuje prawie 38 tys. stacji elektroenergetycznych, w tym 241 stacji o górnym napięciu 110 kV.

Funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarach związanych z zasilaniem obiektów kolejowych pełni PKP Energetyka S.A., wyznaczona Operatorem Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego w dniu 14 marca 2008 r., na okres do 31 grudnia 2030 r. oraz posiadająca koncesję na dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS, ważną do dnia 31 grudnia 2030 r. i koncesję na obrót energią elektryczną - nr OEE/297/3158/N/2/2001/MS, ważną do dnia 31 grudnia 2030 r. Obszar działania operatora systemu dystrybucyjnego, wynikający z udzielonej koncesji, 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.

H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu przy ul. 28 Czerwca 1956 r. nr 223/229, została wyznaczona przez Prezesa URE operatorem systemu dystrybucyjnego w dniu 13 grudnia 2011 r., decyzją nr DPE-4711-21 (7)/2010/2011/340/KJu, na okres do 31 grudnia 2025 r. Obszar działania został określony w udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 10 października 2008 r. Nr DEE/79/340/W/2/2008/PJ z późn.zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej na potrzeby od-

biorców zlokalizowanych na obszarze dzielnicy miasta Poznań – Wilda ograniczonym od strony:

- północnej - ul. Hetmańską,
- wschodniej - ul. Rolną, Barską, Łanową, Sportową i Tokarską,
- południowej - ul. Wspólną,
- zachodniej - torami kolejowymi,

sieciami o napięciu 6 kV oraz sieciami niskiego napięcia. Wymieniony Przedsiębiorca posiada również koncesję na obrót energią elektryczną nr OEE/522/340/W/2/2008/PJ, wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na okres do 31 grudnia 2025 r.

Wydaną w dniu 18 lutego 2009 r. i ważną do dnia 31 grudnia 2030 r. koncesję na dystrybucję energii elektrycznej posiada również Veolia Energia Poznań S.A. (dawniej Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A.), z siedzibą w Poznaniu, przy ul. Energetycznej 3, której pozostałe dane zamieszczono w podrozdziale 5.1.1. „Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej". Spółka została w dniu 15 września 2010 r. wyznaczona Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na okres do dnia 31 grudnia 2030 r. na obszarze działania wynikającym z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 18 lutego 2009 r. Nr DEE/89/154/W/OPO/2009/AJ, tj. dystrybucja energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie Veolia Energia Poznań S.A. i w bliskim sąsiedztwie, za pomocą sieci dystrybucyjnych o napięciu 110 kV, 15 kV, 6 kV i 0,4 kV.

5.1.4 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, umożliwiające tym podmiotom sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców z terenu działania danego OSD, umieszczane są na stronach internetowych każdego z Operatorów. Obecnie liczba sprzedawców energii elektrycznej na poszczególnych obszarach dystrybucji wynosi:

- → ENEA Operator Sp. z o.o. – ponad 150 podmiotów / www.operator.enea.pl;
- → PKP Energetyka S.A. – ok. 100 podmiotów / www.pkpenergetyka.pl;
- → H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. – 12 podmiotów / www.energocentrum.hcp.com.pl;
- → Veolia Energia Poznań S.A – 19 podmiotów / www.energiadlapoznania.pl.

Jak z powyższego wynika, odbiorcy przyłączeni do sieci ENEA Operator Sp. z o.o. oraz PKP Energetyka S.A. dysponują możliwościami korzystania z bogatej oferty rynkowej, obejmującej możliwości uzyskania dostaw od ponad setki przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną. Natomiast odbiorcy przyłączeni do systemów dystrybucyjnych eksploatowanych przez H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Spółka z o.o. oraz Veolia Energia Poznań S.A., posiadają możliwość wyboru ograniczoną do kilkunastu przedsiębiorstw obrotu. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest wciąż nikłe, na obec-

nym etapie, zainteresowanie przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną podpisywaniem generalnych umów dystrybucyjnych z operatorami małych systemów dystrybucyjnych, do których przyłączeni są nieliczni, wymagający odbiorcy finalni, o relatywnie ograniczonym wolumenie zakupu.

5.2 System zasilania miasta

Do zasadniczych elementów infrastruktury 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 wymienionych podsystemów na obszarze miasta Poznania.
Przebieg sieci elektroenergetycznych na terenie Poznania wraz z lokalizacją głównych punktów zasilania (GPZ) oraz stacji elektroenergetycznych przedstawiono na mapie umieszczonej na końcu rozdziału 5.2 oraz w graficznej części opracowania (mapa *„System elektroenergetyczny i tereny rozwoju”*).

5.2.1 Źródła wytwórcze na obszarze miasta

EC Karolin

Na obszarze Poznania największym źródłem energii elektrycznej jest EC Karolin, eksploatowana przez Veolia Energia Poznań S.A. (dawniej Dalkia Poznań ZEC S.A.) o mocy zainstalowanej elektrycznej 312,9 MW_e.
Roczna produkcja energii elektrycznej w EC Karolin wyniosła wg stanu na 2017 r. 794 GWh (866 GWh w 2013 r.). Podstawowym paliwem jest aktualnie węgiel kamienny. W kotle BFB110 spalana jest natomiast biomasa (100% - udział w paliwie). W poprzednich latach w kotłach węglowych prowadzono również proces współspalania biomasy (biomasa leśna i rolna) w ilości ok. 15%. Taka struktura paliw związana jest z następującymi wskaźnikami wpływu wytworzenia energii elektrycznej na środowisko (w nawiasie podano wartości wskaźników emisji za 2013 r. - udział biomasy 15%, przed modernizacją instalacji odsiarczania i odpylania):

- w zakresie emisji CO_2: 710,25 kg/MWh (2013 r.: 636 kg/MWh),
- w zakresie emisji SO_2: 0,37 kg/MWh (2013 r.: 1,15 kg/MWh),
- w zakresie emisji NO_x: 1,06 kg/MWh (2013 r.: 0,9 kg/MWh),
- w zakresie emisji pyłu: 0,04 kg/MWh (2013 r.: 0,11 kg/MWh).

Źródło: Veolia Energia Poznań S.A. – struktura paliw 2016: http://www.energiadlapoznania.pl/o-firmie/dane-techniczne

ITPOK SUEZ Zielona Energia

W 2016 r. na terenie Poznania uruchomiona została Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych. Projekt został zrealizowany przez Miasto Poznań oraz spółkę SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. w ramach Partnerstwa Publiczno-Prywatnego. W obiekcie wytwarzana jest energia elektryczna oraz ciepło w kogeneracji. Instalacja jest połączona z systemem elektroenergetycznym dystrybucyjnym 110 kV poprzez GPZ EC II Karolin.

Według danych za 2017 r. wytworzona w ITPOK energia elektryczna, która została sprzedana do sieci osiągnęła poziom 85,1 GWh.

AQUANET S.A.

- Na terenie Lewobrzeżnej Oczyszczalni Ścieków przy ul. Serbskiej 3, AQUANET S.A. eksploatuje instalację kogeneracyjną złożoną z trzech agregatów prądotwórczych o mocy 558 kW każdy, wytwarzającą ok. 4,1 GWh energii elektrycznej rocznie (nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej z 2,5 GWh w 2013 r.).
- W Centralnej Oczyszczalni Ścieków zlokalizowanej przy ul. Gdyńskiej w Koziegłowach (przy granicy z Poznaniem) wymienione przedsiębiorstwo eksploatuje trzy agregaty prądotwórcze wytwarzające ok. 15,2 GWh rocznie (od 2013 r. nastąpił wzrost z 12 GWh/rok). Agregaty w obu oczyszczalniach zasilane są biogazem uzyskiwanym z procesu oczyszczania ścieków.

Zakład Zagospodarowania Odpadów w Poznaniu Sp. z o.o.

ZZO w Poznaniu wytworzył ok. 5 GWh energii elektrycznej w 2017 r. w elektrociepłowni biogazowej o mocy zainstalowanej 1,2 MW_e, zlokalizowanej na terenie składowiska odpadów położonego w ościennej gminie Suchy Las. W porównaniu z 2013 r. nastąpił spadek produkcji energii elektrycznej w ZZO o ok. 1 GWh. W dalszej perspektywie przewidywane jest stopniowe ograniczanie mocy zespołów prądotwórczych w związku ze spadkiem ilości pozyskiwanego gazu składowiskowego.

Odnawialne źródła energii

Na terenie miasta Poznania zlokalizowane są źródła wytwórcze wykorzystujące OZE o łącznej mocy 5,95 MW przyłączone do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.

5.2.2 Elementy infrastruktury przesyłowej najwyższych napięć

Zasadniczym źródłem zasilania w energię elektryczną obszaru dużego miasta wielkości Poznania jest Krajowa Sieć Przesyłowa elektroenergetyczna, eksploatowana przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Obecnie na terenie miasta Poznania znajdują się fragmenty dwóch napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 220 kV, relacji:

- SE Plewiska (PLE) - SE Czerwonak (CZE) – o długości w granicach miasta 8,26 km, linia jednotorowa, rok budowy: 1969, dopuszczalna temperatura graniczna: 60°C;
- SE Plewiska (PLE) - SE Piła Krzewina (PKW) – o długości w granicach miasta 1,8 km, linia jednotorowa, rok budowy: 1965, dopuszczalna temperatura graniczna: 40°C.

Wzdłuż tych linii obowiązuje pas technologiczny o szerokości 50 metrów (po 25 m od osi linii w obu kierunkach) dla linii relacji Plewiska - Czerwonak oraz 70 metrów (po 35 metrów od osi linii w obu kierunkach) dla linii relacji Plewiska - Piła Krzewina. Dla terenów znajdu-

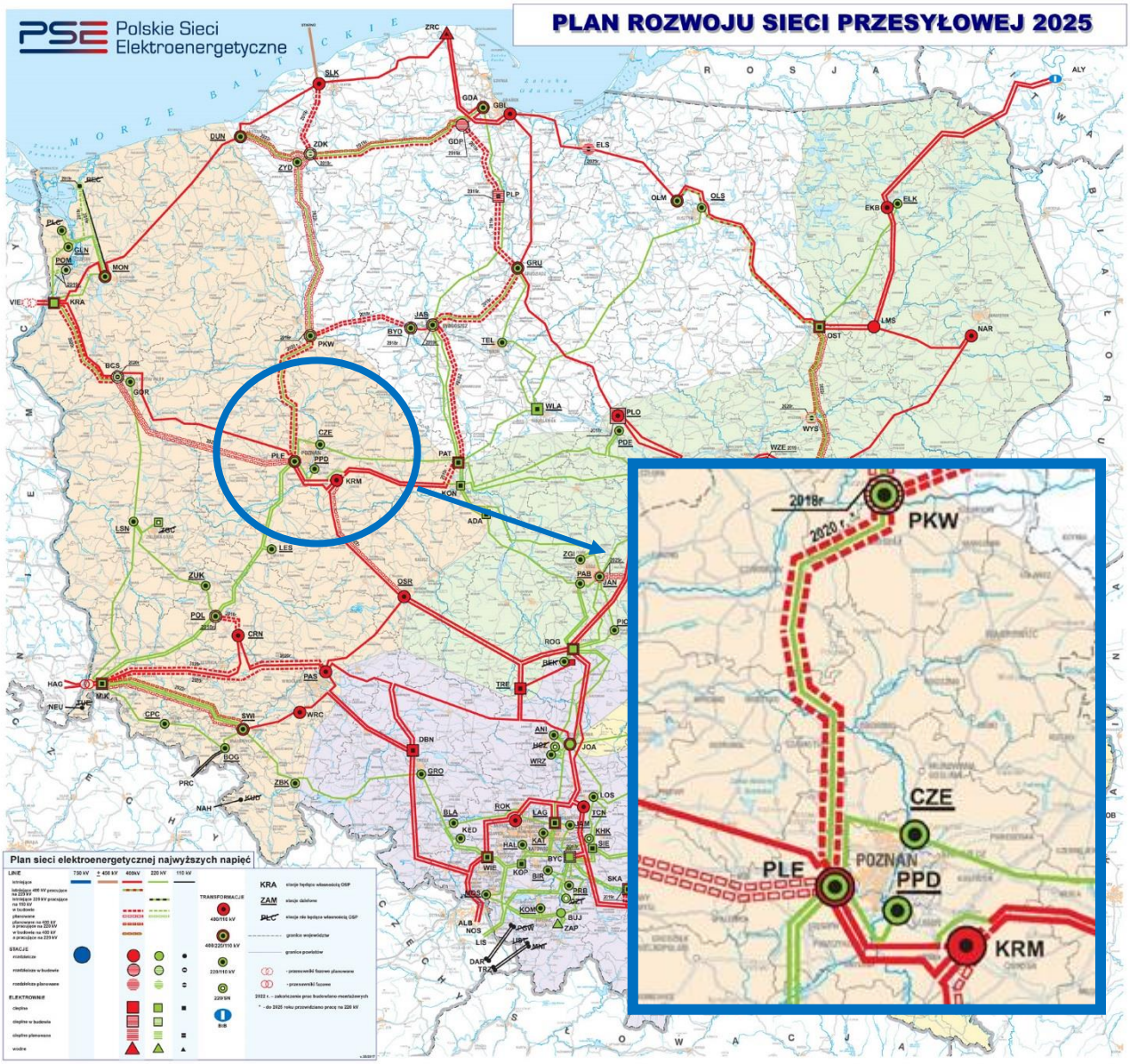
jących się w pasie technologicznym obowiązują ograniczenia zagospodarowania i użytkowania. Linie te są ważnym elementem sieci przesyłowej krajowego systemu elektroenergetycznego, pozwalającym na przesył energii elektrycznej z tego systemu, poprzez transformację 220/110 kV, do sieci dystrybucyjnej, tj. obiektów pracujących na napięciu 110 kV i niższym, z których zasilani są między innymi odbiorcy znajdujący się na terenie miasta Poznania.

PSE S.A. w planach perspektywicznych do 2022 r. zakłada budowę nowej dwutorowej linii elektroenergetycznej o napięciu 400 kV relacji SE Plewiska - SE Piła Krzewina. Nowa linia będzie posiadać pas technologiczny o szerokości 70 m (2 x 35 m od osi linii). Po jej wybudowaniu i uruchomieniu obecnie istniejąca linia 220 kV tej samej relacji zostanie zdemontowana.

Na terenie Poznania nie występują obiekty stacyjne sieci przesyłowej, należące do PSE S.A. Rejon miasta zasilany jest za pośrednictwem trzech elektroenergetycznych stacji transformatorowych NN/WN zlokalizowanych poza miastem, tj.:
– SE Plewiska (PLE) 400/220/110 kV, zlokalizowanej w Plewiskach (Gm. Komorniki),
– SE Czerwonak (CZE) 220/110 kV, zlokalizowanej w Czerwonaku,
– SE Poznań Południe (PPD) 220/110 kV, zlokalizowanej w Czapurach (Gm. Mosina).
Ponadto w okolicy Poznania zlokalizowana jest stacja elektroenergetyczna 400/110 kV Kromolice (KRM), znajdująca się w Kromolicach (Gm. Kórnik).

Na poniższym rysunku przedstawiono schemat infrastruktury systemu przesyłowego na terenie Polski i w okolicy Poznania (zbliżenie) – linią przerywaną oznaczono planowaną inwestycję w zakresie sieci 400 kV.

Rysunek 5-1 Krajowy system przesyłowy – stan istniejący i planowany rozwój



Źródło: PSE S.A.

5.2.3 Elektroenergetyczna sieć dystrybucyjna WN

Zasilanie elektroenergetycznego systemu rozdzielczego z Krajowej Sieci Przesyłowej odbywa się z poziomu napięcia 400 kV i 220 kV, z wykorzystaniem transformacji w uprzednio wymienionych stacjach: Plewiska, Czerwonak i Poznań Południe. Z wymienionych stacji energia elektryczna jest rozprowadzana za pomocą napowietrznych i kablowych linii elektroenergetycznych 110 kV, eksploatowanych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego – spółkę ENEA Operator Sp. z o.o. do stacji elektroenergetycznych transformatorowych WN/SN, tzw. GPZ. Zgodnie z danymi przekazanymi przez eksploatatora na terenie Poznania łączna długość linii wysokiego napięcia 110 kV wynosi 46 km, z czego większość stanowią sieci napowietrzne.

W stacjach transformatorowych (GPZ) następuje transformacja napięcia do poziomu SN. Z rozdzielni SN tych stacji wyprowadzone są linie elektroenergetyczne umożliwiające dystrybucję energii do poszczególnych rejonów miasta, jak również zasilanie grupy większych odbiorców końcowych. Poniżej przedstawiono charakterystykę stacji transformatorowych WN/SN (GPZ) wg danych podanych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Szczytowe zapotrzebowanie mocy w stacjach WN/SN wynosi 421 MW (lato) ÷ 508 MW (zima).

Tabela 5-1 Stacje WN/SN zasilające odbiorców na terenie Miasta Poznania

Lp.	Nazwa stacji WN/SN	Kod	Poziomy napięć [kV]	Moc znamionowa jednostek Iransformatorowych pracujących w stacji [MVA]			Moc stacji WN/SN 2013 r.	Moc stacji WN/SN 2017 r.
				T1	T2	T3	MVA	MVA
1	Antoninek	ANT	110/15	10	10	-	20,0	20,0
2	Bema	BMA	110/15	25	25	-	50,0	50,0
3	Cytadela	CTD	110/15	25	25 (16 – 2013 r.)	-	41,0	50,0
4	Czerwonak	CZE	110/15	16	16	-	32,0	32,0
5	EC1 Garbary	POE	110/15/6	31,5 (nowy transf.)	31,5/20/20	16/10/10 (16 – 2013 r.)	47,5	79,0
6	EC2 Karolin	ËC2	110/15	25	25	-	50,0	50,0
7	Poznań Główna	PGL	110/6	20	16	-	36,0	36,0
8	Górczyn	GCZ	110/15/6	16/10/10	16/10/10	-	32,0	32,0
9	Poznań HCP	PHC	110/6	16	16	-	32,0	32,0
10	Jeżyce	JEZ	110/15/6	40	40	-	80,0	80,0
11	Junikowo	JKO	110/15	25	25	-	50,0	50,0
12	Kiekrz	KEK	110/15	25	25/30 (30 – 2013 r.)	-	55,0	55,0
13	Krauthofera	KTH	110/15/6	16	25/16/16	-	41.0	41.0
14	Luboń	LUB	110/15	16	16	-	32,0	32,0
15	Nadolnik	NAD	110/15/6	16	16/10/10	-	32,0	32,0
16	Naramowice	NAR	110/15	16	16	-	32,0	32,0
17	Piątkowo	PKO	110/15	25	25	-	50,0	50,0
18	Plewiska	PLE	110/15	16	16	-	32,0	32,0
19	Poznań Pogodno	PPO	110/15/6	25	25	-	50,0	50,0
20	Poznań Południe	PPD	110/15	25	25	-	50,0	50,0
21	Poznań Rataje	POR	110/15	25	25	-	50,0	50,0
22	Poznań Sołacz	POS	110/15/6	25/16/16	16	-	41,0	41,0
23	Poznań Starołęka	PST	110/15/6	25/16/16	25/16/16	-	50,0	50,0
24	Swarzędz	SWA	110/15	40	40	-	80,0	80,0
25	Wawrzyńca	WAW	110/15	25	25	-	50,0	50,0
26	Żegrze	ZEG	110/15	40	40	-	80,0	80,0

Źródło: ENEA Operator Sp. z o.o.

ENEA Operator Sp. z o.o. systematycznie prowadzi rozbudowę oraz działania modernizacyjne sieci elektroenergetycznej, mające na celu wyeliminowanie zagrożeń w dostawach energii elektrycznej do odbiorców. W ostatnich latach przeprowadzono bądź rozpoczęto realizację następujących zadań inwestycyjnych:

Zadanie	Planowany okres realizacji
Budowa nowej stacji GPZ Garbary w nowej lokalizacji w miejsce istniejącej stacji - transformacja 110/15 kV oraz 15/6 kV; budowa linii kablowej WN wraz z powiązaniami kablowymi SN	2015-2019
Budowa nowej rozdzielni sieciowej RS Garaszewo wraz z powiązaniami napowietrznymi i kablowymi WN oraz budową linii napowietrznej 2-torowej Nagradowice-Garaszewo i linii napowietrznej relacji Kromolice-Gądki, Kromolice-Nagradowice, Kromolice-Swarzędz	2016-2021
Budowa stacji GPZ 110/15 kV Towarowa wraz z powiązaniami kablowymi WN i SN	2016-2021
Przebudowa istniejącej stacji GPZ 110/15 kV Poznań Główna	2016-2021
Budowa stacji GPZ 110/15 kV Szczepankowo wraz z budową napowietrznych linii WN i powiązaniami kablowymi i napowietrznymi SN *	2016-2020
Przebudowa stacji GPZ 110/15 kV Górczyn	2017-2019
Przebudowa linii napowietrznej 110 kV relacji EC II – Czerwonak, COS - Czerwonak	2018-2021
Przebudowa linii napowietrznej 110 kV relacji Poznań HCP – Bema – Żegrze	2019-2020
Przebudowa stacji GPZ 110/6 kV Poznań HCP	2019-2020
Przebudowa stacji GPZ 110/6 kV Cytadela	2017-2019

** celem projektu jest zwiększenie potencjału przyłączania nowych mocy wytwórczych z odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej na terenie Poznania – w szczególności w południowo-wschodniej części miasta, a także na terenie gmin sąsiadujących z Poznaniem - Kleszczewo i Kórnik*

5.2.4 Dostawa energii elektrycznej do odbiorców końcowych

Jak wynika z powyższych danych dystrybucja energii elektrycznej na rozpatrywanym obszarze siecią SN odbywa się zasadniczo na 2 poziomach napięcia, tj. 15 kV oraz 6 kV, jednakże sieć SN o napięciu 6 kV jest stopniowo likwidowana przez dystrybutora w ramach prowadzonych działań, mających na celu poprawę bezpieczeństwa zasilania miasta w energię elektryczną. ENEA Operator Sp. z o.o. eksploatuje na rozpatrywanym obszarze linie elektroenergetyczne SN napowietrzne i kablowe o łącznej długości 1334 km (w 2013 r. - 1590 km). Wymieniony Operator systemu dystrybucyjnego eksploatuje na obszarze miasta 1583 elektroenergetyczne stacje transformatorowe SN/nN (w 2013 r. – 1513 szt.), w których zainstalowane zostały transformatory o łącznej mocy zainstalowanej 731,4 MVA (w 2013 r. - 686,876 MVA). Na terenie Poznania zlokalizowane są także stacje transformatorowe SN/nN prywatne – 677 szt. o mocy zainstalowanej transformatorów 550,4 MVA. Do większości odbiorców końcowych energia elektryczna dociera po transformacji na poziom napięcia nN, za pośrednictwem elektroenergetycznych linii dystrybucyjnych nN o łącznej długości 2730 km (w 2013 r. - 3019 km), eksploatowanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. na obszarze Poznania.

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę systemu dystrybucji energii elektrycznej SN i nN – porównanie za lata 2013 i 2017.

Tabela 5-2 Infrastruktura elektroenergetyczna SN i nN

Wyszczególnienie		2013	2017
Długość linii [km]	Łącznie, w tym:	4609	4064
	SN	*1590*	*1334*
	nN	*3019*	*2730*

Wyszczególnienie	2013	2017
Liczba stacji transformatorowych SN/nN [szt.]	1513	1583
Moc transformatorów zainstalowanych w stacjach [MVA]	686,9	731,4

Źródło: ENEA Operator Sp. z o.o.

Głównymi obiektami PKP Energetyka na terenie Poznania są podstacje trakcyjne (PT) – stacje transformatorowo-rozdzielcze zasilane dwiema niezależnymi liniami bezpośrednio z GPZ. Oprócz zaopatrywania w energię elektryczną kolejowej sieci trakcyjnej podstacje połączone są ze sobą liniami SN 15 kV służącymi do zasilania odbiorców SN oraz, poprzez mniejsze stacje transformatorowe 15/0,4 kV, odbiorców nN. W okolicach Dworca Kolejowego Poznań Główny (tzw. Wolne tory) oraz w rejonie stacji kolejowej Poznań Franowo (obszar od ul. Kobylepole, poprzez ul. Bolesława Krzywoustego aż do ul. Garaszewo) znajdują się rozbudowane układy stacji transformatorowych 15/0,4 kV.
W latach 2013-2017 przeprowadzono m.in. kompleksową modernizację PT Luboń oraz wybudowano linię kablową SN 15 kV od stacji kolejowej Luboń do stacji Poznań Główny wraz z zabudową nowych stacji transformatorowych na tym odcinku.
Obecnie prowadzona jest modernizacja automatyki na obiekcie PT Kobylnica i rozpoczyna się pełna modernizacja PT Kiekrz. Trwają także prace projektowe dla modernizacji linii kablowych między stacjami kolejowymi Poznań Główny a Poznań Franowo.

Spółka H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. sprawuje funkcję operatora systemu dystrybucyjnego w oparciu o majątek sieciowy, który jest jej własnością, a także na majątku dzierżawionym od przedsiębiorstwa H. Cegielski - Poznań S.A. z siedzibą w Poznaniu. Łącznie wymienione przedsiębiorstwo energetyczne eksploatuje:

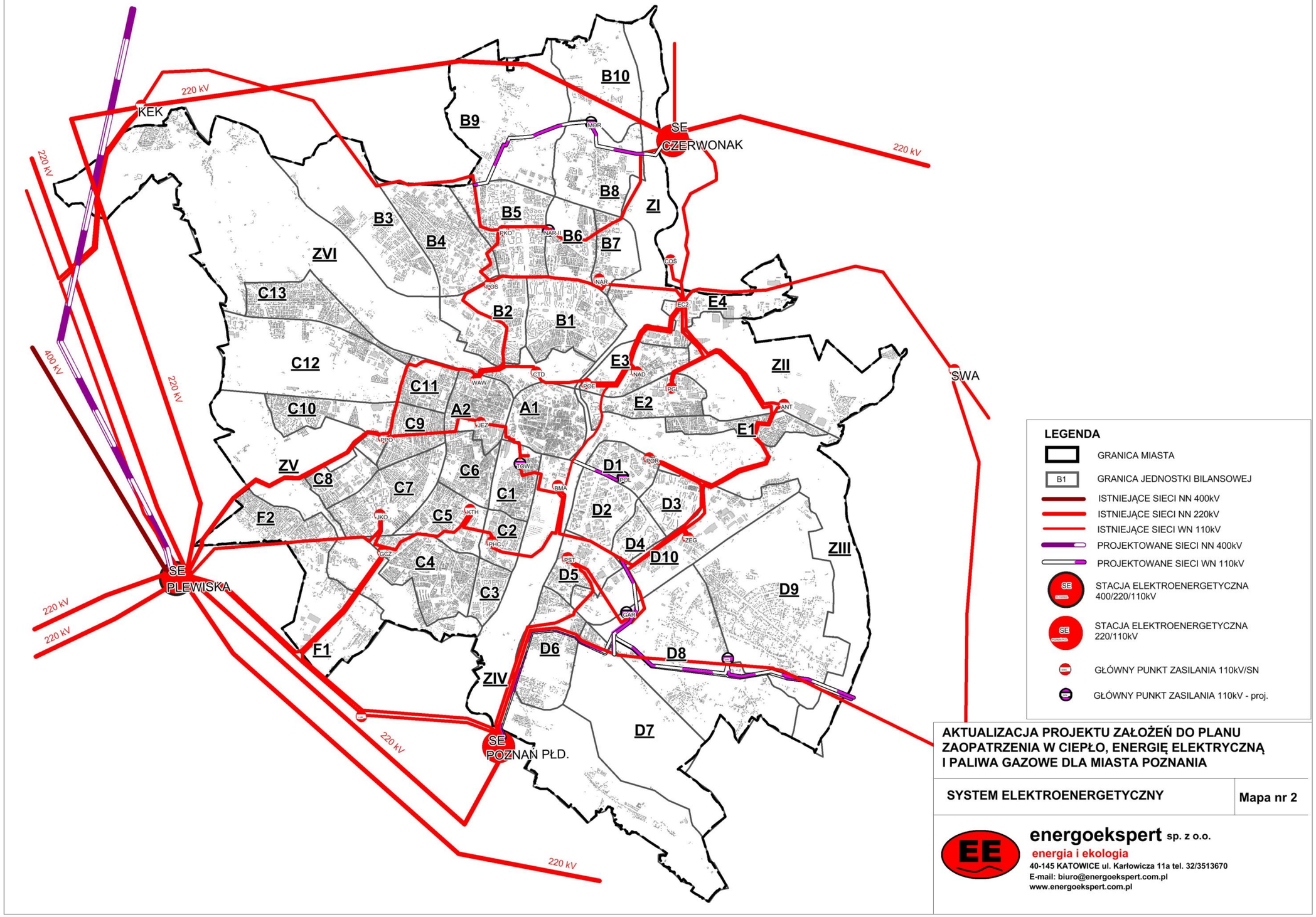
- → 13,2 km kablowych linii elektroenergetycznych średniego napięcia,
- → 10,5 km kablowych linii elektroenergetycznych niskiego napięcia,
- → 24 stacje elektroenergetyczne SN/nN o łącznej mocy zainstalowanych transformatorów 49 MVA.

Wskaźnik strat w sieci SN wymienionego operatora systemu dystrybucyjnego wynosi 1,3%, zaś wskaźnik strat w sieci nN 2,6%. Do sieci elektroenergetycznej H. Cegielski – ENERGOCENTRUM przyłączonych jest 48 odbiorców.

Elektroenergetyczna sieć dystrybucyjna będąca własnością spółki Veolia Energia Poznań S.A. (dawniej Dalkia Poznań - ZEC S.A.) nie jest połączona z siecią przesyłową, natomiast jest powiązana z siecią dystrybucyjną przedsiębiorstwa energetycznego ENEA Operator spółka z o.o. na napięciach: 110, 15, 6 i 0,4 kV. Na infrastrukturę elektroenergetyczną będącą własnością Veolia Energia Poznań S.A. składają się:

- → sieci elektroenergetyczne WN o napięciu 110 kV (napowietrzne) – 0,08 km;
- → sieci elektroenergetyczne SN o napięciu 6-15 kV (kablowe) – 7,32 km;
- → sieci elektroenergetyczne nN o napięciu 0,4 kV (kablowe) – 0,6 km;
- → rozdzielnie: 110 kV – 1 szt., 15 kV – 1 szt., 6 kV – 4 szt., 0,4 kV – 5 szt.;
- → transformatory WN/SN – 4 szt. o łącznej mocy 130 MVA;
- → transformatory SN/nN – 7 szt. o łącznej mocy 4,02 MVA.

Rozdzielnia 110 kV łączy linie z bloków wytwórczych Veolia Energia Poznań S.A. z siecią 110 kV ENEA Operator sp. z o.o. oraz sieci zasilające odbiorców na poziomie 110/15 kV. Poprzez transformatory 110/15 kV i 110/6 kV przyłączone do rozdzielni 110 kV zasilani są odbiorcy na poziomie SN i nN. Do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, której ruch i eksploatację prowadzi Veolia Energia Poznań S.A. jest przyłączona jednostka wytwórcza dysponowana przez operatora systemu przesyłowego, tj. EC Karolin. Ponadto do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej Veolia Energia Poznań S.A. należą elementy koordynowane przez operatora systemu przesyłowego poprzez operatora systemu dystrybucyjnego, tj. szyny zbiorcze systemu I i II rozdzielni 110 kV EC Karolin oraz sprzęgło pomiędzy nimi, a także transformatory 110/15 kV T3 i T4 oraz sprzęgło pomiędzy sekcją nr 1 i 2 rozdzielni 15 kV EC Karolin.



AKTUALIZACJA PROJEKTU ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I PALIWA GAZOWE DLA MIASTA POZNANIA

SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY	Mapa nr 2

energoekspert sp. z o.o.
energia i ekologia
40-145 KATOWICE ul. Karłowicza 11a tel. 32/3513670
E-mail: biuro@energoekspert.com.pl
www.energoekspert.com.pl

5.3 Ocena stanu aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz charakterystyka jej odbiorców

Na obszarze Poznania nie ma odbiorców końcowych energii elektrycznej zasilanych z poziomu NN. Nieliczną grupę trzech odbiorców stanowią odbiorcy zasilani z poziomu WN, skądinąd będący z punktu widzenia ENEA Operator Sp. z o.o. operatorami systemów dystrybucyjnych, których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi. Poniżej przedstawiono dane dotyczące liczby odbiorców oraz zużycia energii elektrycznej w podziale na poszczególne grupy odbiorców (poziomy napięć).

Tabela 5-3 Liczba odbiorców energii elektrycznej na poszczególnych poziomach napięcia

Rok	2009	2013	2014	2015	2016	2017
Odbiorcy na WN	4	3	2	2	3	3
Odbiorcy na SN	492	569	623	625	650	657
Odbiorcy na nN	274 644	284 361	290 794	290 741	293 289	300 749
w tym gospodarstwa domowe	*bd.*	*245 532*	*255 834*	*256 746*	*259 099*	*267 129*
RAZEM	**275 140**	**284 933**	**291 419**	**291 368**	**293 942**	**301 409**

Źródło: ENEA Operator Sp. z o o.

Tabela 5-4 Zużycie energii elektrycznej na poszczególnych poziomach napięcia [MWh]

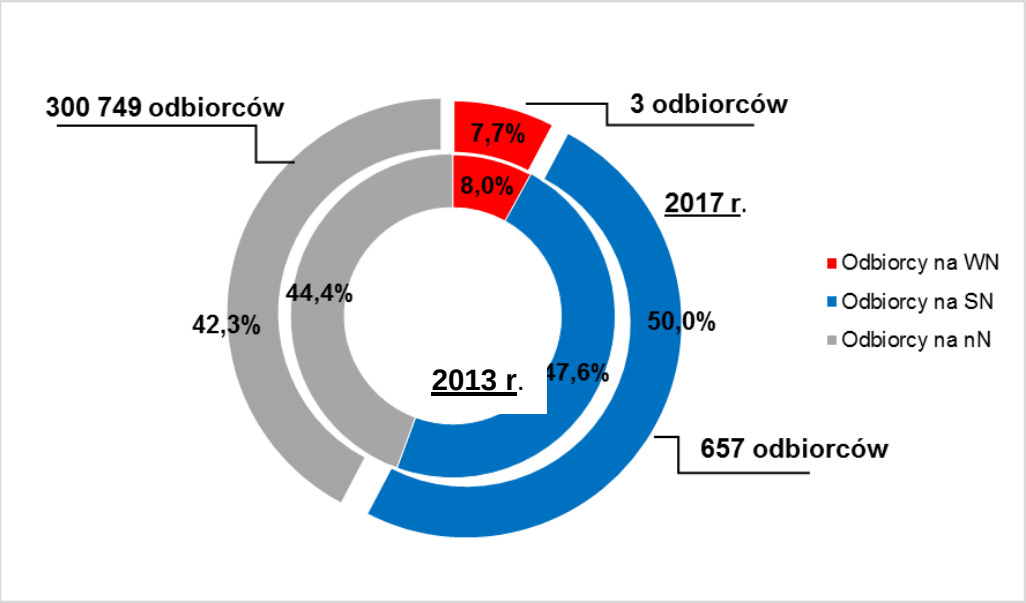
Rok	2009	2013	2014	2015	2016	2017
Odbiorcy na WN	23 844	173 417	169 704	164 964	172 683	173 696
Odbiorcy na SN	1 011 417	1 030 459	1 068 120	1 060 344	1 097 593	1 121 643
Odbiorcy na nN, w tym:	960 680	961 560	958 491	941 365	944 707	950 103
gospodarstwa domowe	*471 977*	*460 714*	*480 293*	*476 652*	*476 208*	*485 372*
oświetlenie uliczne	*24 235*	*24 264*	*29 529*	*27 317*	*26 914*	*16 207*
RAZEM	**1 995 942**	**2 165 436**	**2 196 315**	**2 166 673**	**2 214 983**	**2 245 442**

Źródło: ENEA Operator Sp. z o o.

Jak wynika z powyższej tabeli, wielkość łącznego zużycia energii elektrycznej na obszarze miasta wynosi ok. 2,2 TWh/rok z minimalną tendencją wzrostową średnio ~2% rocznie. Dokładna wielkość zużycia energii elektrycznej w danym roku jest funkcją wielu czynników, z których wśród najważniejszych można wymienić warunki pogodowe i koniunkturę gospodarczą w określonych branżach przemysłu rozwiniętych na obszarze danego miasta.

Dla zobrazowania skali i proporcji ilości ww. grup odbiorców i poziomu zużycia przez nich energii elektrycznej, poniżej przedstawiono wykres wskazujący na udział zużycia energii elektrycznej przy wskazaniu ilości odbiorców na poszczególnych poziomach napięcia.

Wykres 5-1 Udział zużycia energii elektrycznej przez grupy odbiorców na WN, SN i nN



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Poniższe tabele przedstawiają porównanie liczby odbiorców i poziomu zużycia energii elektrycznej w mieście za lata: 2009, 2013, 2017.

Tabela 5-5 Liczba odbiorców energii elektrycznej – porównanie za lata 2009, 2013, 2017

Rok	2009	2013	2017
Odbiorcy na WN	4	3	3
Odbiorcy na SN	492	569	657
Odbiorcy na nN	274 644	284 361	300 749
RAZEM	**275 140**	**284 933**	**301 409**

Źródło: ENEA Operator Sp. z o o.

Tabela 5-6 Zużycie energii elektrycznej – porównanie za lata 2009, 2013, 2017 [MWh]

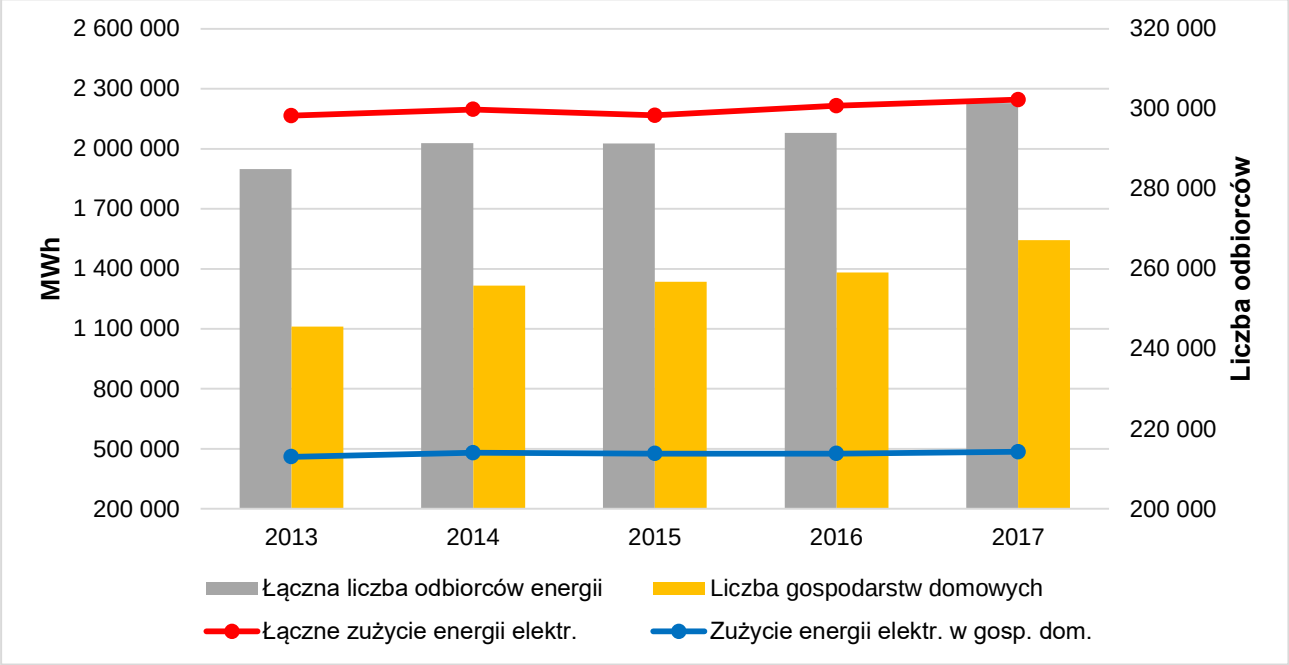
Rok	2009	2013	2017
Odbiorcy na WN	23 844	173 417	173 696
Odbiorcy na SN	1 011 417	1 030 459	1 121 643
Odbiorcy na nN	960 680	961 560	950 103
RAZEM	**1 995 942**	**2 165 436**	**2 245 442**

Źródło: ENEA Operator Sp. z o o.

Powyższe dane wskazują na stały wzrost liczby odbiorców oraz zapotrzebowania na energię elektryczną na terenie Poznania.

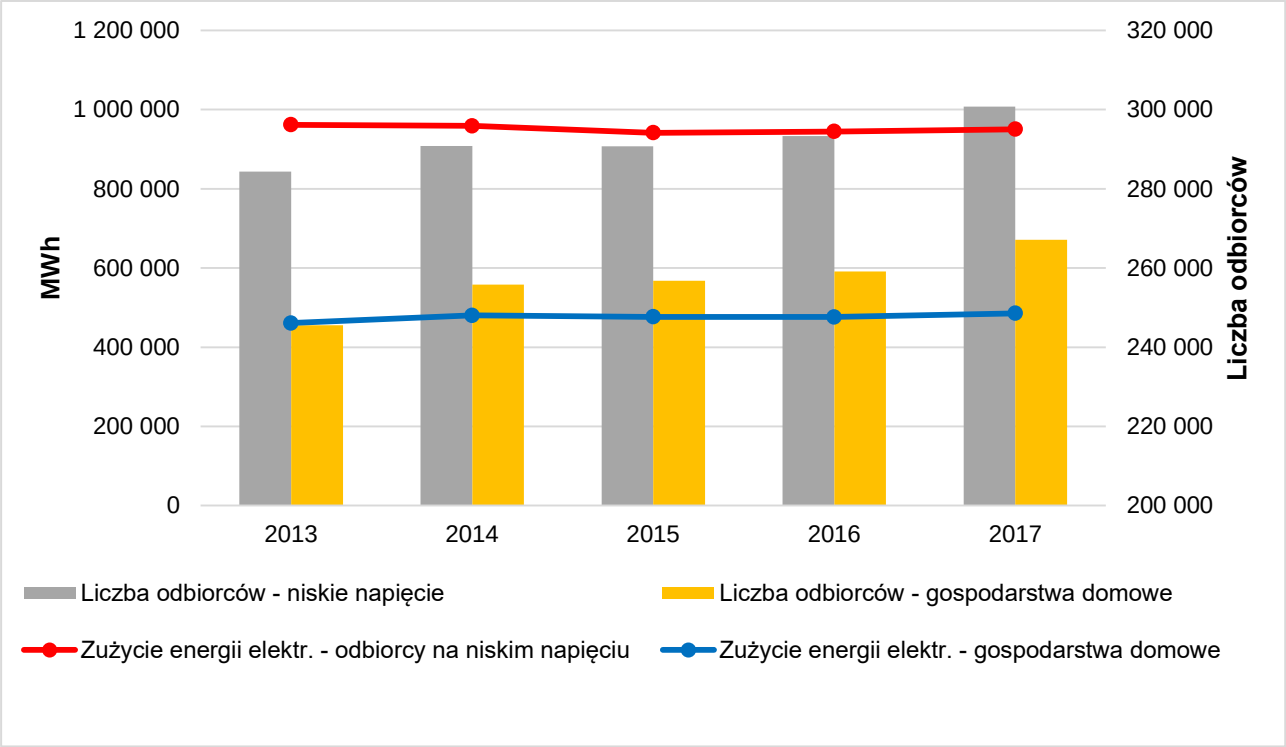
Dynamikę zmian ilości odbiorców oraz poziomu zużycia energii elektrycznej w układzie porównania wszystkich odbiorców na terenie miasta i odbiorców na niskim napięciu z wielkościami dotyczącymi gospodarstw domowych przedstawiono na poniższych wykresach.

Wykres 5-2 Struktura zmian ilości odbiorców i poziomu zużycia energii elektrycznej przez odbiorców na terenie Poznania w latach 2013-2017



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Wykres 5-3 Struktura zmian ilości odbiorców i wielkości zużycia energii elektrycznej na niskim napięciu w latach 2013-2017

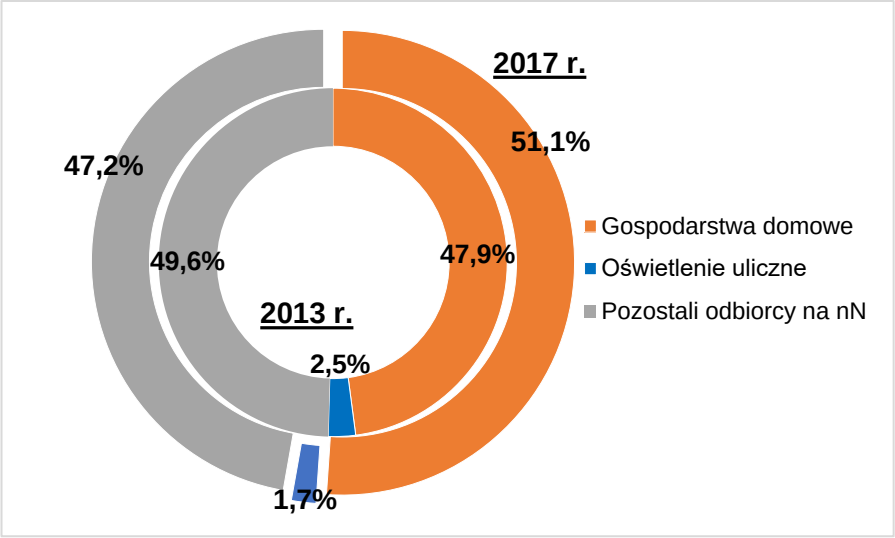


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Jak z powyższego wynika, liczba odbiorców w grupie taryfowej G wykazuje systematyczny trend rosnący, natomiast zużycie energii przez tę grupę odbiorców utrzymuje się w ostatnich latach na mniej więcej wyrównanym poziomie.

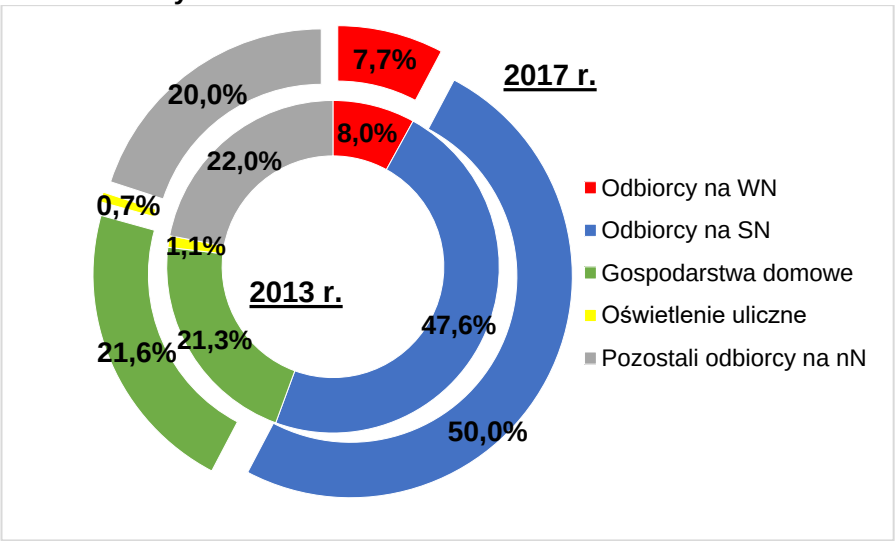
Struktura zużycia energii elektrycznej przez odbiorców zasilanych z poziomu nN, w tym gospodarstwa domowe, kształtuje się jak na poniższym wykresie, z którego wynika, że gospodarstwa domowe zużywają ponad połowę wolumenu zużycia energii elektrycznej przez wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci nN. Na kolejnym wykresie zebrano strukturę całkowitego zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach odbiorców, tj. odbiorcy przyłączeni do sieci WN, odbiorcy przyłączeni do sieci SN, gospodarstwa domowe, pozostali odbiorcy przyłączeni do sieci nN i oświetlenie miejsc publicznych. Jak z niego wynika, połowę energii elektrycznej zużywanej na obszarze Poznania zagospodarowują odbiorcy przyłączeni do sieci SN. Udział zużycia energii elektrycznej na cele oświetleniowe wynosi 1%, co jest wartością dość niską, wskazującą bądź to na stosowanie wysokoefektywnych źródeł światła, bądź na zwiększone zużycie energii do celów przemysłowych, bądź na kombinację wcześniej wymienionych ewentualności.

Wykres 5-4 Struktura zużycia energii elektrycznej na nN



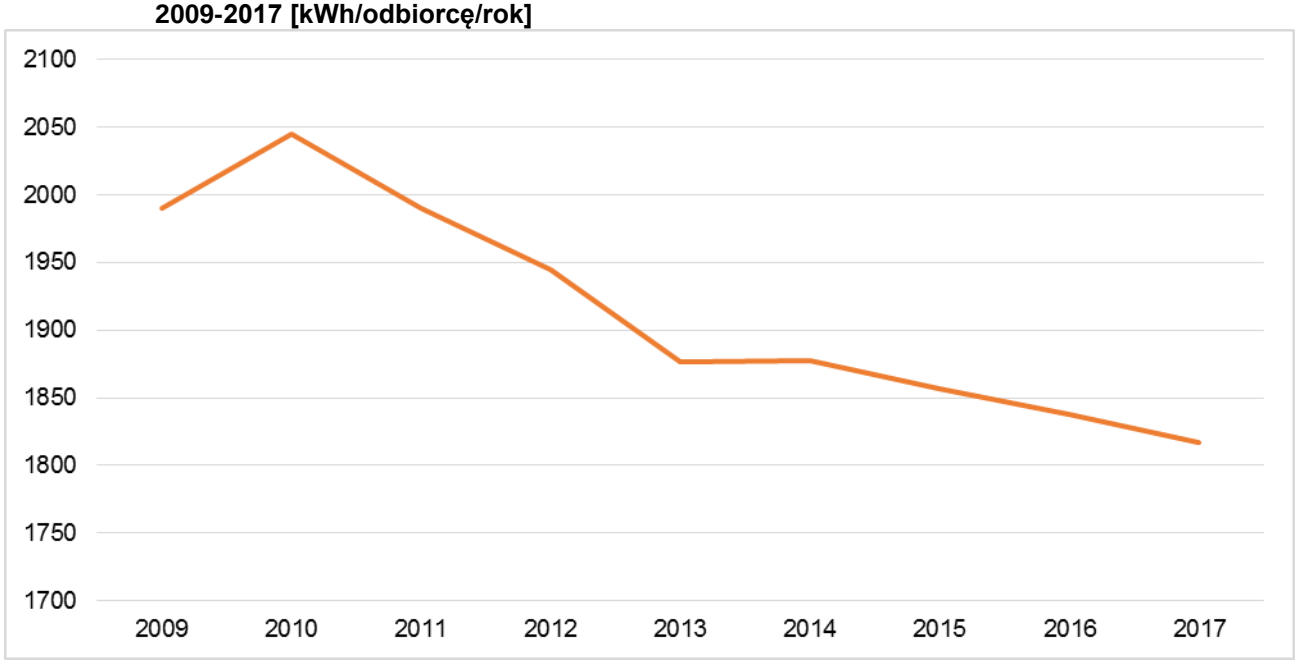
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Wykres 5-5 Struktura zużycia energii elektrycznej przez odbiorców z poszczególnych grup taryfowych



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Wykres 5-6 Przeciętne roczne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w latach 2009-2017 [kWh/odbiorcę/rok]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Powyższy wykres wskazuje na stały spadek jednostkowego zużycia energii elektrycznej w grupie gospodarstw domowych. Działania związane ze zwiększaniem efektywności energetycznej urządzeń gospodarstwa domowego oraz oświetlenia, a także wzrost świadomości mieszkańców, przekładają się na zmniejszanie potrzeb energetycznych odbiorców – pomimo wzrostu ilości odbiorców zużycie energii elektrycznej utrzymuje się na podobnym poziomie. Począwszy od 2009 r. wartość jednostkowego zużycia energii elektrycznej w grupie gospodarstw domowych zmniejszyła się o 8,5% (ok. 170 kWh/odbiorcę/rok). Jednakże należy również uwzględnić postępujący trend malejący w ilości osób przypadających na gospodarstwo domowe, co równocześnie wiąże się ze zmniejszeniem zużycia energii w gospodarstwach.

Powyższe dane o odbiorcach energii elektrycznej obejmują odbiorców ENEA Operator Sp. z o.o. i nie uwzględniają odbiorców przyłączonych do sieci mniejszych operatorów, którzy odgrywają minimalną rolę w kształtowaniu lokalnego rynku energii elektrycznej.

5.4 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 (Dz.U. z 2018 r. poz. 755), 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.

Łączna ilość punktów świetlnych podłączonych do sieci elektrycznej oświetlenia drogowego na terenie Poznania, za które miasto ponosi koszty związane ze zużyciem energii oraz koszty związane z konserwacją wynosi wg stanu na 2018 r. 45 490 sztuk z czego 34 592 sztuk stanowi własność spółki ENEA Oświetlenie sp. z o.o. (dawna nazwa ENEOS Sp. z o.o.), natomiast pozostałe 10 898 punktów stanowi własność Zarządu Dróg Miejskich. Moc zainstalowana wszystkich punktów świetlnych wynosi 6,13 MW. Poniżej wyszczególniono dane dot. ilości oraz mocy punktów oświetlenia ulicznego w Poznaniu w zależności od typu opraw.

Tabela 5-7 Charakterystyka punktów oświetleniowych w Poznaniu

Wyszczególnienie	Ilość [szt.]	Moc zainstalowana [MW]
Oprawy sodowe	41 277	6,06
Oprawy LED	4 213	0,07
SUMA	***45 490***	***6,13***

Źródło: Zarząd Dróg Miejskich w Poznaniu

Konserwacji punktów świetlnych na majątku spółki ENEA Oświetlenie dokonuje właściciel punktów, natomiast konserwacji punktów świetlnych na majątku ZDM dokonuje firma wyłoniona w ramach przetargu przeprowadzanego raz do roku. Roczne zużycie energii elektrycznej na całość oświetlenia drogowego wynosi 28 500 MWh. Ze względu na fakt, że oświetlenie iluminacyjne jest podłączone najczęściej jako rozgałęzienie obwodów sieci oświetlenia drogowego i brak jest oddzielnych punktów pomiarowych zużycia energii elektrycznej na cele oświetlenia iluminacyjnego, podana wyżej wielkość zużycia obejmuje zużycie łączne na cele oświetlenia drogowego i iluminacyjnego.
Infrastruktura oświetleniowa znajdująca się na majątku miasta jest w dobrym stanie technicznym - instalacje są systematycznie modernizowane. Punkty oświetleniowe będące na majątku ENEA Oświetlenie są w stanie technicznym dobrym, jednakże w ocenie Zarządu Dróg Miejskich w wielu miejscach instalacja wymaga modernizacji w bliskiej przyszłości. W poniższej tabeli przedstawiono wykaz przeprowadzonych działań modernizacyjnych oświetlenia w latach 2014-2017.

Tabela 5-8 Modernizacja oświetlenia ulicznego w Poznaniu w latach 2014-2017

Rok	Zakres modernizacji oświetlenia	
	Liczba opraw	Efekt – obniżenie mocy zainstalowanej [%]
2014	227	b.d.
2015	2832	71%
2016	517	55%
2017	500	79%

Źródło: opracowanie własne na podst. danych ZDM i ENEA Oświetlenie sp. z o.o.

ZDM nie planuje obecnie dalszych modernizacji oświetlenia ulicznego będącego na majątku miasta Poznania, natomiast spółka ENEA Oświetlenie przewiduje modernizację około 300 opraw do końca roku 2018.

5.5 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 2016–2025" opracowany przez PSE S.A. Zgodnie z wymienionym dokumentem, aktualny plan inwestycyjny PSE S.A., jak i kierunki rozwoju sieci przesyłowej krajowego systemu elektroenergetycznego przewidują w perspektywie do 2022 r. wybudowanie po trasie linii Plewiska - Piła Krzewina nowej linii napowietrznej o napięciu 2 x 400 kV.

Wśród planowanych bądź już realizowanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. działań inwestycyjnych, mających na celu wyeliminowanie zagrożeń w dostawach energii elektrycznej do odbiorców, znajdują się następujące zadania:

Aktualne plany inwestycyjne ENEA Operator		**Zadania ujęte w Planie Rozwoju ENEA Operator na lata 2014-2019 – wg PZ 2014 r.**
Zadanie	**Planowany okres realizacji**	
Budowa nowej stacji GPZ Garbary w nowej lokalizacji w miejsce istniejącej stacji - transformacja 110/15 kV oraz 15/6 kV; budowa linii kablowej WN wraz z powiązaniami kablowymi SN	2015-2019	ujęto w PR – zadanie w trakcie realizacji
Budowa nowej rozdzielni sieciowej RS Garaszewo wraz z powiązaniami napowietrznymi i kablowymi WN oraz budową linii napowietrznej 2-torowej Nagradowice-Garaszewo i linii napowietrznej relacji Kromolice-Gądki, Kromolice-Nagradowice, Kromolice-Swarzędz	2016-2021	ujęto w PR – przesunięcie terminu realizacji / rozszerzenie zakresu działań
Budowa stacji GPZ 110/15 kV Towarowa wraz z powiązaniami kablowymi WN i SN	2016-2021	ujęto w PR – przesunięcie terminu realizacji
Przebudowa istniejącej stacji GPZ 110/15 kV Poznań Główna	2016-2021	ujęto w PR – przesunięcie terminu realizacji, zmiana zakresu działań
Budowa stacji GPZ 110/15 kV Szczepankowo wraz z budową napowietrznych linii WN i powiązaniami kablowymi i napowietrznymi SN *	2016-2020	ujęto w PR – przesunięcie terminu realizacji
Przebudowa stacji GPZ 110/15 kV Górczyn	2017-2019	ujęto w PR – zadanie w trakcie realizacji
Przebudowa linii napowietrznej 110 kV relacji EC II – Czerwonak, COS - Czerwonak	2018-2021	-
Przebudowa linii napowietrznej 110 kV relacji Poznań HCP – Bema – Żegrze	2019-2020	-
Przebudowa stacji GPZ 110/6 kV Poznań HCP	2019-2020	ujęto w PR – przesunięcie terminu realizacji, zmiana zakresu działań
Przebudowa stacji GPZ 110/6 kV Cytadela	2017-2019	ujęto w PR - zmiana zakresu działań

** celem projektu jest zwiększenie potencjału przyłączania nowych mocy wytwórczych z odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej na terenie Poznania – w szczególności w południowo-wschodniej części miasta, a także na terenie gmin sąsiadujących z Poznaniem - Kleszczewa i Kórnika*

Wymieniony operator systemu dystrybucyjnego stale prowadzi działania mające za zadanie wyeliminowanie zagrożeń w dostawach energii elektrycznej m.in. poprzez realizację programu likwidacji sieci 6 kV oraz automatyzacji sieci.

PKP Energetyka S.A. do końca roku 2018 planuje zakończyć realizowaną przebudowę linii zasilającej do PT Rudnicze, na którą składa się demontaż linii napowietrznej oraz budowa linii kablowej o długości ok. 2,7 km. Ponadto w trybie ciągłym prowadzone są działania związane z przyłączaniem nowych odbiorców.

5.6 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną

Elektroenergetyczne systemy dystrybucyjne na obszarze miasta Poznania są powiązane z Krajowym Systemem Przesyłowym w stacjach elektroenergetycznych: Poznań Południe, Czerwonak i Plewiska, zlokalizowanych poza granicami administracyjnymi miasta, w jego bezpośrednim sąsiedztwie. Obecność na obszarze miasta źródła wytwórczego, powiązanego z systemami rozdzielczymi WN i SN stwarza korzystne uwarunkowania z punktu widzenia zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej dla odbiorców końcowych na terenie miasta.
Sieć elektroenergetyczna ENEA Operator Sp. z o.o. na obszarze miasta Poznania jest w stanie technicznym ogólnie dobrym. Sieć eksploatowana jest zgodnie z obowiązującymi przepisami i procedurami. Biorące udział w zasilaniu obszaru miasta stacje GPZ 110 kV/SN pracują w układzie pierścieniowym, z możliwością wielostronnego zasilania, za wyjątkiem GPZ Centralnej Oczyszczalni Ścieków.
Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć przyłączona jest do Krajowej Sieci Przesyłowej (ENEA Operator), systematycznie realizuje zadania inwestycyjne mające na celu poprawę warunków i pewności zasilania oraz dostosowanie systemu do wzrastającego zapotrzebowania odbiorców. Biorąc pod uwagę powierzchnię oraz tempo rozwoju miasta Poznania niezbędna jest nieustanna kontynuacja prowadzenia właściwych działań w tym kierunku. Realizowane inwestycje winny obejmować: budowę nowych stacji transformatorowych WN/SN oraz 15/0,4 kV, budowę nowych powiązań liniowych na napięciach WN, SN i nN, w tym związanych z przyłączeniami nowych odbiorców, modernizację sieci SN, w tym zastąpienie niektórych dotychczasowych linii napowietrznych SN liniami kablowymi, poprawę warunków napięciowych oraz wymianę kabli SN i nN.
Ogólny stan techniczny sieci dystrybucyjnej PKP Energetyka S.A. jest dobry. Stan sieci jest w sposób ciągły monitorowany poprzez służby dyspozytorskie oraz analizę miesięcznych sprawozdań szczegółowo określających przyczyny, czas trwania i skutki awarii urządzeń elektroenergetycznych nietrakcyjnych oraz urządzeń zasilania sieci trakcyjnej. Istnieją oczywiście potrzeby w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci, które przeważnie dyktowane są zwiększonym zapotrzebowaniem na moc odbiorów trakcyjnych i nietrakcyjnych oraz przyłączaniem nowych odbiorców. Podobna sytuacja ma miejsce również w odniesieniu do pozostałych operatorów systemów dystrybucyjnych o znaczeniu lokalnym.
W poniższej tabeli przedstawiono wskaźniki niezawodności zasilania charakteryzujące pewność i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców od poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych – porównanie za lata 2013 i 2017.

Tabela 5-9 Wskaźniki niezawodności zasilania w latach 2013 i 2017

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	ENEA OPERATOR Sp. z o.o.		PKP ENERGETYKA S.A.		H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.		DALKIA POZNAŃ ZEC S.A.	VEOLIA Energia Poznań S.A.
			2013	2017	2013	2017	2013	2017	2013	2017
1.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej (SAIDI - nieplanowane)	min.	353,50	403,76	18,13	288,53	16	14,63	0	13,79
2.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej z katastrofalnymi (SAIDI – nieplanowane z katastrofalnymi)	min.	415,33	671,06	24,71	326,75	16	14,63	0	147,0
3.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej długiej i bardzo długiej (SAIDI - planowane)	min.	127,39	55,26	7,42	27,50	b.d.	122,17	45,78	255,21
4.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich (SAIFI - nieplanowane)	szt.	4,18	4,15	0,09	3,98	2	0,43	0	0,11
5.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich z katastrofalnymi (SAIFI - nieplanowane z katastrofalnymi)	szt.	4,21	4,23	0,10	4,00	2	0,43	0	0,16
6.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw planowych długich i bardzo długich (SAIFI - planowane)	szt.	0,51	0,35	0,06	0,27	b.d.	0,41	0,33	0,26
7.	Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)	szt.	2,31	5,31	0,03	9,98	0	0	0	0,05
8.	Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (suma WN, SN i nN)	szt.	2 438 037	2 552 699	43 339	45 566	54	46	18	19

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych operatorów systemów dystrybucyjnych

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 dla obszaru zasilania operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych działających na obszarze Poznania kształtowały się zgodnie z powyższą tabelą.
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.

Jak wynika między innymi z wyżej zamieszczonej tabeli, najwyższą pewność zasilania oferują lokalni operatorzy systemów dystrybucyjnych, o niewielkiej ilości obsługiwanych odbiorców. Generalnie wskaźniki niezawodności osiągane przez niewielkich operatorów lokalnych dobrze świadczą o jakości operatywnego zarządzania systemem, jak również o technicznych możliwościach rezerwowania systemów. Porównanie stanu obecnego z danymi za 2013 r. dla wszystkich operatorów z terenu Poznania nie wychodzi zbyt korzystnie, głównie w przypadku wskaźnika SAIDI. Przypuszczalnie wpływ na tak znaczące pogorszenie wskaźników miały ekstremalne zjawiska pogodowe (nawałnice, orkany), które wystąpiły na terenie kraju w drugiej połowie 2017 roku.
Należy zwrócić uwagę na fakt, że w przypadku dużych dystrybutorów, tj. ENEA Operator, wskazane wskaźniki nie dotyczą wyłącznie terenu miasta Poznania, a całego obszaru objętego koncesją. W konsekwencji wartości wskaźników nie są reprezentatywne dla obszaru miasta, dla którego struktura sieci jest znacząco inna względem gmin wiejskich.

6. System zaopatrzenia w gaz ziemny

6.1 Charakterystyka przedsiębiorstw, zmiany formalne

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

- ➔ w zakresie przesyłu gazu ziemnego – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Poznaniu;
- ➔ w zakresie technicznej dystrybucji gazu ziemnego – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu;
- ➔ w zakresie obrotu gazem ziemnym – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poznański Obszar Sprzedaży (główny podmiot).

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. posiada koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych ważną do końca 2030 roku. Oddziały Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (w tym Oddział w Poznaniu) 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 stopnia).

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 Poznania Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa) i od tej pory prowadziła działalność dystrybucyjną gazu ziemnego na terenie kraju, od 1 stycznia 2017 r. prowadzi działalność w nowej strukturze organizacyjnej. W wyniku reorganizacji spółki powstała nowa struktura zarządzania – Centrala, 17 Oddziałów Zakładów Gazowniczych, 172 Gazownie i 59 Placówek Gazowniczych. Teren województwa wielkopolskiego, w tym miasta Poznania, obsługuje aktualnie Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu.
PSG sp. z o.o. jest Narodowym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Gazu w Polsce i jej 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, dokonywanie pomiarów jakości i ilości transportowanego gazu.

Działalność w zakresie obrotu gazem na analizowanym obszarze prowadzi przede wszystkim spółka PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. – Poznański Obszar Sprzedaży.

W związku z uwolnieniem 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 i zawiera obecnie ok. 90 podmiotów.

6.2 Charakterystyka systemu gazowniczego

Miasto Poznań w całości zaopatrywane jest w gaz ziemny wysokometanowy (grupa E). Do 2009 roku część odbiorców z terenu miasta zaopatrywana była w gaz ziemny zaazotowany. Parametry jakościowe dostarczanego paliwa gazowego E są zgodne z normą PN-C-04753 „Gaz ziemny – Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej" oraz ze standardami obsługi odbiorców sprecyzowanymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (tekst jednolity Dz.U. 2018 poz. 1158).
Parametry jakościowe dostarczanego gazu ziemnego:

- wartość opałowa – nie mniej niż 31 MJ/m^3,
- ciepło spalania – nie mniej niż 34 MJ/m^3.

Z dniem 1 sierpnia 2014 r. nastąpiła zmiana jednostek rozliczeniowych za dystrybucję paliw gazowych. Rozliczenia między Polską Spółką Gazownictwa a sprzedawcami gazu (ZUD) za transportowane przez PSG paliwa gazowe odbywa się teraz w jednostkach energii (kWh), a nie jak dotychczas 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).

6.2.1 Charakterystyka systemu źródłowego zasilania miasta

Na poniższej mapie przedstawiono aktualny układ gazociągów przesyłowych w pobliżu i na terenie miasta Poznania. Szczegółowy przebieg sieci gazowych przesyłowych i dystrybucyjnych na terenie miasta wraz z lokalizacją stacji redukcyjno-pomiarowych przedstawiono na mapie umieszczonej na końcu rozdziału 6.2 oraz w części graficznej opracowania (mapa *„System gazowniczy i tereny rozwoju"*).

Rysunek 6-1 System gazociągów przesyłowych zasilających miasto Poznań – z uwzględnieniem zmian od 2014 r.



Źródło: www.gaz-system.pl

Miasto Poznań jest zaopatrywane w gaz ziemny z krajowego systemu przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM S.A. poprzez następujące sieci gazowe wysokiego ciśnienia:

- relacji Śrem – Poznań DN 500 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 5,4 MPa;
  - odgałęzienie Gądki DN 80;
  - odgałęzienie Tulce DN 80;
  - odgałęzienie Zalasewo DN 150;
  - odgałęzienie Łowęcin DN 100;
  - odgałęzienie Poznań I (Gdyńska) DN 300;
  - odgałęzienie Poznań II (Gdyńska) DN 300;
- relacji Poznań – Rogoźno DN 500 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa;
- relacji Stęszew – Poznań (Głogowska) DN 350 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa;
- relacji Czerwonak – Złotniki DN 350 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa;
  - odgałęzienie Suchy Las DN 100;
- relacji Złotniki – Konarzewo DN 350 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa;
  - odgałęzienie Rokietnica DN 100;
  - odgałęzienie Przeźmierowo DN 100.

Powyższe gazociągi łączą się, tworząc półpierścień od północnej strony miasta.

Szczegółową charakterystykę gazociągów wysokiego ciśnienia przebiegających przez teren (bądź w sąsiedztwie) miasta Poznania przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 6-1 Charakterystyka gazociągów wysokiego ciśnienia, eksploatowanych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

L.p.	Odcinek gazociągu	Maksymalne ciśnienie robocze - MOP [MPa]	Średnica nominalna – DN [mm]	Rok budowy
1	Śrem – Poznań	5,4	500	1972
2	Odgałęzienie Gądki	5,4	80	1990
3	Odgałęzienie Tulce	6,3	80	1993
4	Odgałęzienie Zalasewo	6,3	150	1992
5	Odgałęzienie Łowęcin	6,3	100	1996
6	Odgałęzienie Poznań I (Gdyńska)	5,4	300	1973
7	Odgałęzienie Poznań II (Gdyńska)	5,4	300	1985
8	Poznań – Rogoźno	6,3	500	1973
9	Stęszew – Poznań (Głogowska)	6,3	350	1991
10	Czerwonak - Złotniki	6,3	350	1994
11	Odgałęzienie Suchy Las	6,3	100	1994
12	Złotniki – Konarzewo	6,3	350	1996
13	Odgałęzienie Rokietnica	6,3	100	1997
14	Odgałęzienie Przeźmierowo	6,3	100	1995

Źródło: OGP GAZ – SYSTEM S.A.

Źródłem gazu dla miasta Poznania są następujące stacje redukcyjno-pomiarowe wysokiego ciśnienia (I stopnia):

- Poznań Gdyńska I,
- Poznań Gdyńska II,
- Poznań Głogowska,
- Tulce,
- Zalasewo,
- Przeźmierowo,
- Suchy Las (Złotniki),
- Gądki,
- Łowęcin.

Miasto Poznań jest zasilane w gaz ziemny z gazociągów wysokiego ciśnienia działających w układzie półpierścieniowym. Gazociągi w/c są źródłem zasilania dla stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia, które doprowadzają gaz pod średnim ciśnieniem do stacji redukcyjno-pomiarowych II stopnia, bądź bezpośrednio do odbiorców.

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę techniczną stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia zasilających miasto w gaz ziemny.

Tabela 6-2 Charakterystyka SRP I stopnia zasilających miasto Poznań, eksploatowanych przez OGP GAZ-SYSTEM

Lp.	Nazwa	Lokalizacja	Rok budowy / modernizacji	Przepustowość stacji [m^3/h]
1	Stacja gazowa Poznań Gdyńska I	Poznań ul. Gdyńska	1972	45 000
2	Stacja gazowa Poznań Gdyńska II	Poznań ul. Gdyńska	2005	45 000
3	Staja gazowa Poznań Głogowska	Poznań ul. Głogowska	1991 / 2013	60 000
4	Stacja gazowa Tulce	Gm. Kleszczewo – m. Tulce	2004	6 300
5	Stacja gazowa Zalasewo	Gm. Swarzędz – m. Zalasewo	2000	20 000
6	Stacja gazowa Przeźmierowo	Gm. Tarnowo Podgórne – m. Przeźmierowo	1995	10 000
7	Stacja gazowa Suchy Las (Złotniki)	Gm. Suchy Las	1995	8 000
8	Stacja gazowa Gądki	Gm. Kórnik – m. Gądki	bd.	5 000
9	Stacja gazowa Łowęcin	Gm. Swarzędz – m. Łowęcin	bd.	2 925
			SUMA	**202 225**

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Większość wymienionych wyżej stacji zlokalizowana jest poza terenem miasta Poznania, jednakże wszystkie biorą udział w zasilaniu miasta w gaz ziemny. W 2015 r. została zlikwidowana stacja gazowa Radojewo o przepustowości 600 m^3/h wraz z odgałęzieniem zasilającym stację. W związku z rozwojem sieci gazowej w perspektywie do 2020 r. planowane jest zwiększenie przepustowości stacji: Tulce, Gądki, Przeźmierowo, Suchy Las – łącznie ok. 21 tys. Nm^3.

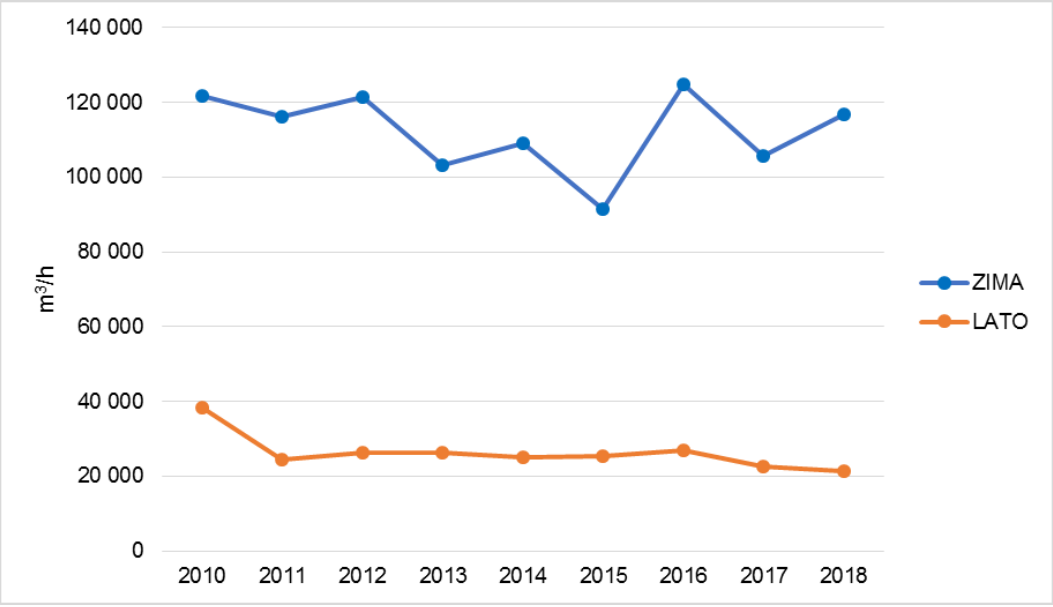
W tabeli poniżej przedstawiono maksymalne godzinowe zapotrzebowanie gazu ziemnego w latach 2010-2018 na stacjach SRP I stopnia zlokalizowanych w Poznaniu oraz jego okolicy, uczestniczących w zaopatrzeniu miasta w gaz ziemny. Ponadto na wykresie przedstawiono dane z tabeli w ujęciu graficznym.

Tabela 6-3 Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie gazu ziemnego [m^3/h] dla sezonu letniego (czerwiec-sierpień) i zimowego (grudzień-luty) dla miasta Poznania

Rok	Zima	Lato
2010	121 739	38 452
2011	116 139	24 528
2012	121 362	26 224
2013	103 224	26 337
2014	109 000	25 038
2015	91 552	25 394
2016	124 844	26 935
2017	105 590	22 567
2018	116 818	21 396
ŚREDNIA	**112 252**	**26 319**

Źródło: PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu

Wykres 6-1 Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie gazu ziemnego [m^3/h] dla sezonu letniego i zimowego dla miasta Poznania – za lata 2010-2018



Źródło: Opracowanie własne na podst. danych PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu

Z powyżej przedstawionych danych wynika, że stacje nie wykorzystują swojej całkowitej przepustowości – istnieją więc znaczne rezerwy. Zapotrzebowanie na gaz ziemny w sezonie letnim ma ustabilizowany poziom i nie ulega znacznym zmianom w ostatnich latach, natomiast w sezonie zimowym występują wahania, na które wpływ przypuszczalnie mają warunki meteorologiczne.

6.2.2 System dystrybucji gazu na terenie miasta

Sieć gazowa dystrybucyjna na terenie miasta Poznania jest bardzo dobrze rozbudowana. Odbiorcy zaopatrywani są w gaz ziemny poprzez sieci gazowe średnio- oraz niskoprężne. Gaz ziemny jest doprowadzany z gazociągów wysokiego ciśnienia do stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia, które zasilają sieci średniego ciśnienia. Poprzez sieci s/c gaz dostarczany jest bezpośrednio do odbiorców, bądź kierowany jest do stacji redukcyjnych lub redukcyjno-pomiarowych II stopnia, skąd po obniżeniu do niskiego ciśnienia, gaz doprowadzany jest do reszty odbiorców.
Sieć gazowa dystrybucyjna średniego ciśnienia jest powiązana z sąsiednimi miejscowościami, m.in.: Swarzędz, Tulce, Koziegłowy, Suchy Las, Rokietnica, Przeźmierowo, Plewiska i Luboń.

Sieć dystrybucyjna średnioprężna zasilana jest z poszczególnych stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia, zlokalizowanych na obszarze miasta, bądź w jego bliskim sąsiedztwie:

- północna część miasta – sieć zasilana ze stacji Suchy Las (od 2015 r. nie funkcjonuje stacja Radojewo);
- zachodnia część miasta – sieć zasilana ze stacji Przeźmierowo oraz Poznań - Głogowska;
- południowa część miasta – sieć częściowo zasilana ze stacji Poznań - Głogowska oraz Gądki;

- wschodnia część miasta – sieć zasilana ze stacji Tulce, Zalasewo oraz Poznań - Gdyńska I i II.

Według danych PSG sp. z o.o. obszar miasta Poznania jest zgazyfikowany w ponad 75%. Na terenie miasta występują również obszary nie mające dostępu do gazu sieciowego, jednak w większości są to obszary zielone bądź inne tereny niezabudowane.

6.2.3 Sieci gazowe średniego i niskiego ciśnienia

Łączna długość sieci średniego ciśnienia wraz z przyłączami wynosi według stanu na 2017 r. około 907 km, natomiast niskiego ciśnienia wraz z przyłączami – ok. 1088 km. Łączny przyrost sieci gazowej dystrybucyjnej w mieście w latach 2013-2017 wyniósł 38 km, natomiast liczba przyłączy wzrosła o 1895 sztuk.

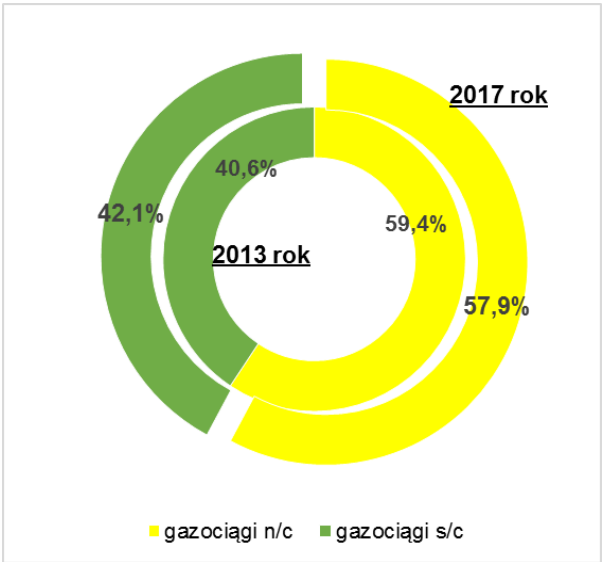
W poniższych tabelach przedstawiono długość sieci gazowej dystrybucyjnej oraz przyłączy gazowych na terenie miasta w latach 2000, 2009 i 2013-2017. Dane zawarte w tabelach przedstawiono również w ujęciu graficznym, na wykresach.

Tabela 6-4 Długość gazociągów na terenie miasta bez czynnych przyłączy gazowych [km]

Rok	Długość gazociągów [km]:		
	Niskiego ciśnienia	Średniego ciśnienia	Ogółem
2000 [1)]	-	-	**1 110,0**
2009 [2)]	-	-	**1 223,0**
2013 [3)]	749,3	513,0	**1 262,0**
2014	749,9	524,7	**1 274,6**
2015	750,5	535,0	**1 285,5**
2016	752,4	539,3	**1 291,7**
2017	752,4	548,0	**1 300,4**

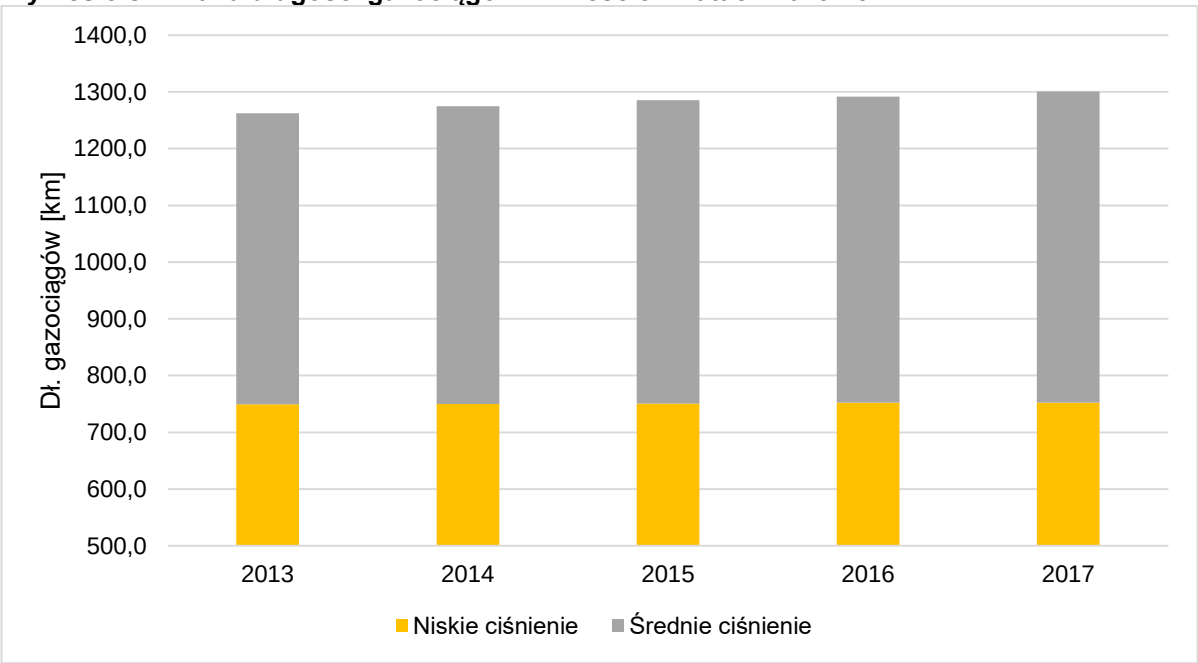
Źródło: PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu
[1)] „Projekt założeń … dla obszaru miasta Poznania" – 2001 r.
[2)] „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r.
[3)] „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2014 r.

Wykres 6-2 Udział procentowy długości gazociągów średniego i niskiego ciśnienia – stan na 2013 i 2017 r.



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

Wykres 6-3 Zmiana długości gazociągów w mieście w latach 2013-2017



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

Tabela 6-5 Długość czynnych przyłączy gazowych [km] – w latach 2013-2017

Rok	Ogółem	Podział ze względu na ciśnienie	
		niskie	średnie
2013 *	675,7	330,5	345,2
2014	679,4	331,2	348,2
2015	684,4	331,6	352,8
2016	687,0	331,9	355,1
2017	694,5	335,5	359,0

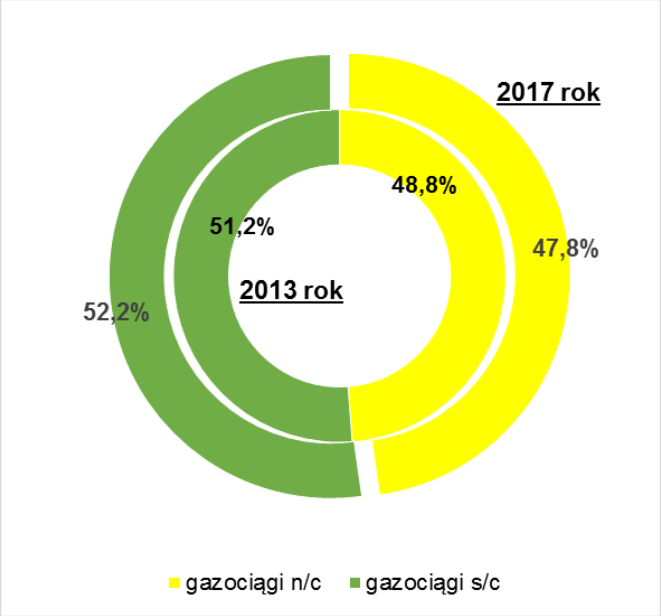
Źródło: PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu
** „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2014 r.*

Tabela 6-6 Ilość czynnych przyłączy gazowych [szt.] – w latach 2000, 2009 i 2013-2017

Rok	Ogółem	Podział ze względu na ciśnienie	
		niskie	średnie
2000 [1)]	32 317	-	-
2009 [2)]	38 446	-	-
2013 [3)]	40 241	19 630	20 611
2014	40 590	19 688	20 902
2015	40 998	19 775	21 223
2016	41 370	19 836	21 534
2017	42 136	20 121	22 015

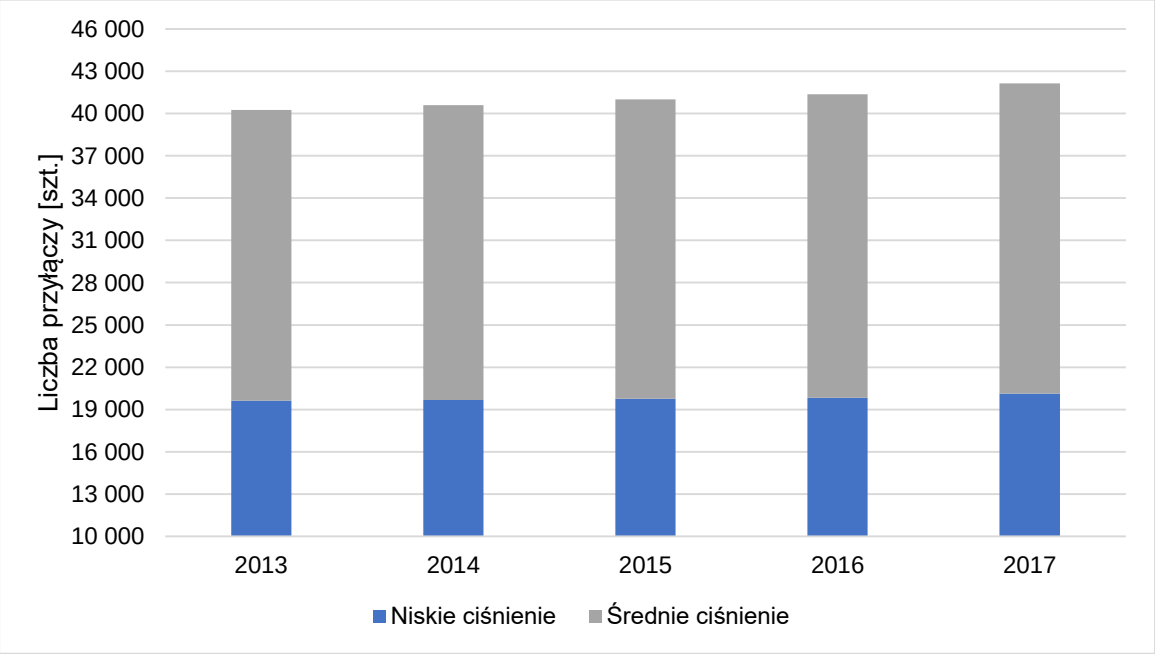
Źródło: PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu
[1)] „Projekt założeń … dla obszaru miasta Poznania" – 2001 r.
[2)] „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r.
[3)] „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2014 r.

Wykres 6-4 Udział procentowy ilości przyłączy gazowych – stan na 2013 i 2017 r.



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

Wykres 6-5 Zmiana liczby przyłączy gazowych w mieście w latach 2013-2017



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

Zarówno długość sieci, jak i liczba przyłączy, stopniowo wzrasta. Od 2000 roku na terenie miasta przybyło 190 km sieci gazowej dystrybucyjnej oraz 9819 przyłączy. Od czasu ostatniej „Aktualizacji…" (2014 r.) w Poznaniu przybyło 38 km sieci dystrybucyjnej oraz 1895 przyłączy.

W poniższej tabeli przedstawiono zmiany jakie nastąpiły w zakresie średniorocznych przyrostów długości sieci oraz ilości przyłączy do sieci gazowej, dla okresów: 2000 – 2009, 2009 – 2013 oraz 2013 – 2017.

Tabela 6-7 Średnioroczny przyrost długości gazociągów oraz liczby przyłączy dla okresów: 2000-2009, 2009-2013 oraz 2013-2017

	2000 - 2009	2009 - 2013	2013 - 2017
Roczny przyrost długości sieci dystrybucyjnej [km]	12,6	9,8	9,6
Roczny przyrost liczby przyłączy [szt.]	681	449	474

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

Powyższe dane wskazują na stopniowy spadek dynamiki rozwoju systemu gazowniczego w Poznaniu. Począwszy od 2000 r. średnioroczny przyrost długości sieci dystrybucyjnej gazu zmniejszył się o 24%, natomiast średnioroczny przyrost liczby przyłączy gazowych na terenie miasta obniżył się o 30%. W latach 2009-2013 i 2013-2017 działania rozwojowe prowadzone były ze zbliżoną intensywnością.

W ramach działań związanych z poprawą jakości powietrza na terenie miasta w 2017 r. wybudowano 6,6 km sieci gazowej i zmodernizowano 7,3 km sieci (inwestycje realizowane przez PSG sp. z o.o. w związku z realizacją POŚ).

6.2.4 Stacje redukcyjno-pomiarowe II stopnia

Na terenie miasta zlokalizowanych jest 214 stacji gazowych średniego ciśnienia, wśród których znajdują się stacje sieciowe oraz przemysłowe i strategiczne. Od 2013 r. liczba stacji wzrosła o 7 (w 2013 r. funkcjonowało 207 stacji).
W zależności od rodzaju stacji gazowej na terenie Poznania występują:

- stacje redukcyjno-pomiarowe II stopnia – 125 szt.,
- stacje redukcyjne – 67 szt.,
- stacje pomiarowe – 22 szt.

Łączna przepustowość stacji gazowych s/c wynosi według stanu na 2017 r. 170 835 Nm^3/h, w tym przepustowość stacji sieciowych wynosi ok. 136 tys. Nm^3/h, a pozostałych stacji (przemysłowe, strategiczne) – ok. 35 tys. Nm^3/h.

W poniższej tabeli zestawiono zakres zmian jakie nastąpiły w ilości oraz przepustowości stacji gazowych średniego ciśnienia w latach 2000, 2009, 2013 oraz 2017.

Tabela 6-8 Zmiany w ilości oraz przepustowości stacji gazowych średniego ciśnienia

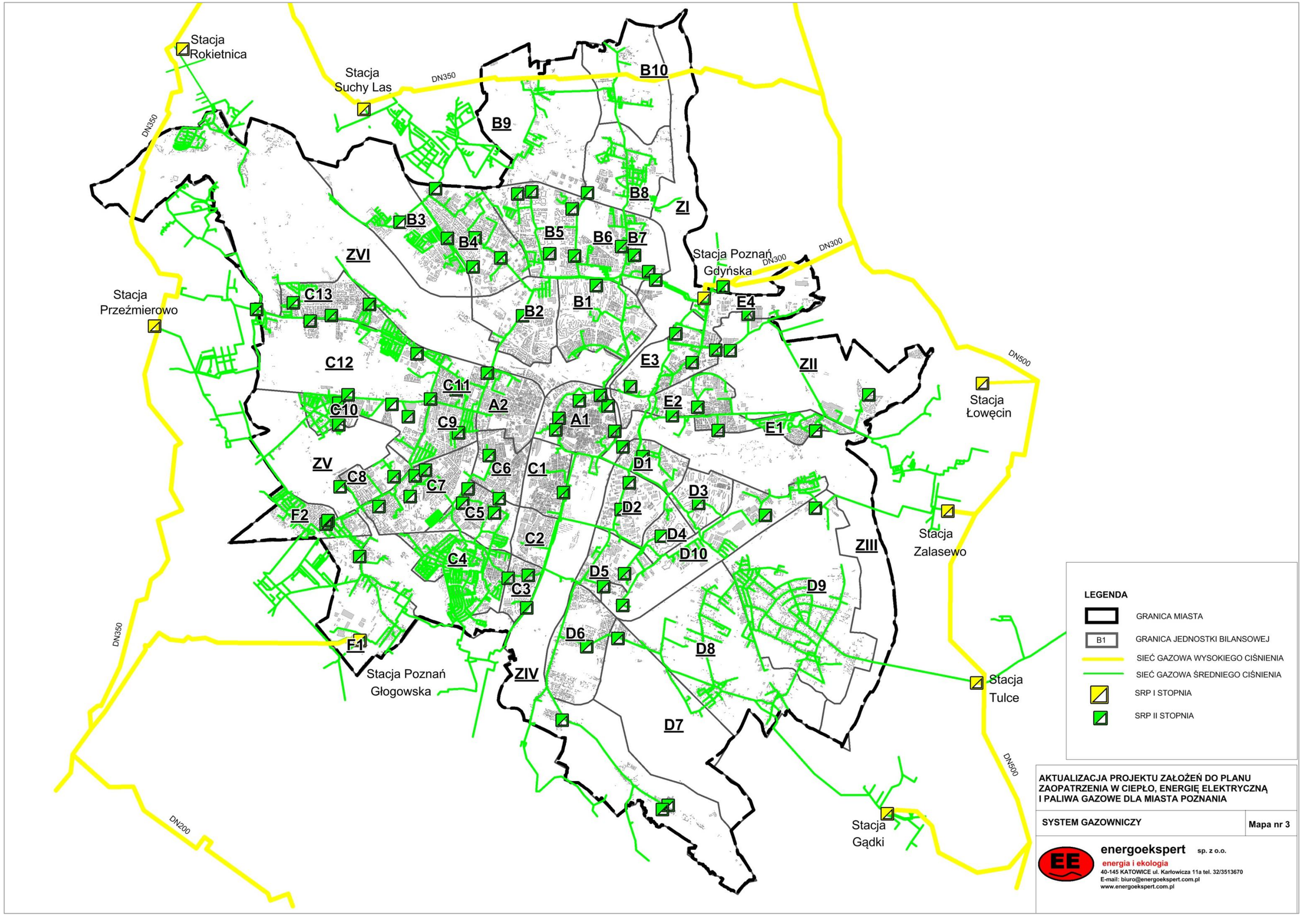
Wyszczególnienie	2000 [1)]	2009 [2)]	2013 [3)]	2017 [4)]
Ilość stacji - łącznie [szt.]	118	sieciowe - 65	207	214
Przepustowość stacji - łącznie [Nm^3/h]	137 931	sieciowe – 117 320	167 000 (sieciowe – 80%, pozostałe – 20%)	170 835 (sieciowe – 80%, pozostałe – 20%)

Źródło: 1) „Projekt założeń do planu zaopatrzenia….” 2001 r.
2) „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania” – 2011 r.
3) „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania” – 2014 r.
4) PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu

Powyższe dane wskazują, że dystrybucyjna sieć gazowa na terenie miasta stale się rozwija. Od 2000 roku liczba stacji gazowych II stopnia wzrosła o 96, natomiast łączna przepustowość stacji zwiększyła się o 32,9 tys. Nm^3/h.

Dokładne zestawienie stacji gazowych średniego ciśnienia występujących na terenie miasta Poznania wraz z charakterystyką techniczną zostało zamieszczone w załączniku do niniejszego opracowania (Załącznik nr 2).

Według oceny eksploatatora sieci, stan techniczny wszystkich stacji gazowych II stopnia jest dobry. Stacje posiadają znaczne rezerwy przepustowości (zwłaszcza w okresie letnim).


Stacja Rokietnica
Stacja Suchy Las
DN350
DN350
B10
B9
B8
ZI
B3
B4
B5
B6
B7
ZVI
Stacja Poznań Gdyńska
DN300
DN300
Stacja Przeźmierowo
C13
B1
B2
E4
C12
E3
ZII
DN500
C11
A2
E2
Stacja Łowęcin
C10
C9
A1
E1
ZV
C8
C7
C6
C1
D1
D3
C5
D2
F2
C2
D4
ZIII
Stacja Zalasewo
C4
D10
D5
D9
C3
D6
D8
F1
Stacja Poznań Głogowska
ZIV
D7
DN350
Stacja Tulce
DN500
DN200
Stacja Gądki
LEGENDA
GRANICA MIASTA
B1
GRANICA JEDNOSTKI BILANSOWEJ
SIEĆ GAZOWA WYSOKIEGO CIŚNIENIA
SIEĆ GAZOWA ŚREDNIEGO CIŚNIENIA
SRP I STOPNIA
SRP II STOPNIA
AKTUALIZACJA PROJEKTU ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I PALIWA GAZOWE DLA MIASTA POZNANIA
SYSTEM GAZOWNICZY
Mapa nr 3
energoekspert sp. z o.o.
energia i ekologia
40-145 KATOWICE ul. Karłowicza 11a tel. 32/3513670
E-mail: biuro@energoekspert.com.pl
www.energoekspert.com.pl

6.3 Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu

Można wyróżnić następujące sposoby użytkowania paliw gazowych:

- wytwarzanie ciepła, obejmujące następujące kategorie:
  - ogrzewanie;
  - przygotowanie ciepłej wody użytkowej;
  - wytwarzanie ciepła (w postaci gorącej wody lub pary) dla celów technologicznych;
- przygotowanie posiłków;
- cele bezpośrednio technologiczne, które mogą zostać rozbite na:
  - zużycie bezpośrednie jako paliwa, tj. bez pośrednictwa takich nośników jak woda czy para wodna (np. paleniska kuchenne, nagrzewnice do metalu, wanny szklarskie, ale także piece piekarnicze);
  - zużycie jako surowca chemicznego.

Zużycie gazu bezpośrednio na cele technologiczne nie jest uwzględniane w bilansie potrzeb cieplnych miasta.

Najliczniejszą grupą odbiorców gazu w mieście są gospodarstwa domowe. Stanowią 96% wszystkich użytkowników paliwa gazowego w mieście. Również zużycie gazu jest największe w grupie gospodarstw domowych – ok. 51% łącznego zużycia w mieście (wzrost z 43% w 2013 r.). W ostatnich latach stopniowo maleje udział zużycia paliwa gazowego w Poznaniu przez odbiorców przemysłowych, który wynosi aktualnie ok. 31% – wg stanu na 2017 r. (spadek z 40% w 2013 r.). Zużycie gazu przez użytkowników z grupy „Gospodarstw domowych", którzy wykorzystują gaz w celach grzewczych, wynosi ok. 36% łącznego zużycia paliwa gazowego w mieście i równocześnie 70% łącznego zużycia przez odbiorców z grupy „Gospodarstwa domowe".

W poniższych tabelach zestawiono ilość odbiorców oraz wielkości zużycia gazu w rozbiciu na poszczególne grupy odbiorców w latach 2013-2017.

Tabela 6-9 Liczba odbiorców gazu w mieście

Rok	Ogółem	Gospodarstwa domowe		Przemysł i budownictwo	Usługi / Handel	Pozostali
		Ogółem	w tym ogrzewający mieszkania			
2013 *	178 997	173 280	27 092	997	4 675	45
2014	178 569	172 665	26 606	1 283	4 568	53
2015	176 761	170 451	28 955	1 191	5 066	53
2016	174 808	168 729	36 047	1 007	5 027	45
2017	174 684	168 434	36 950	1 127	5 077	46

Źródło: PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poznański Obszar Sprzedaży,
** „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2014 r.*

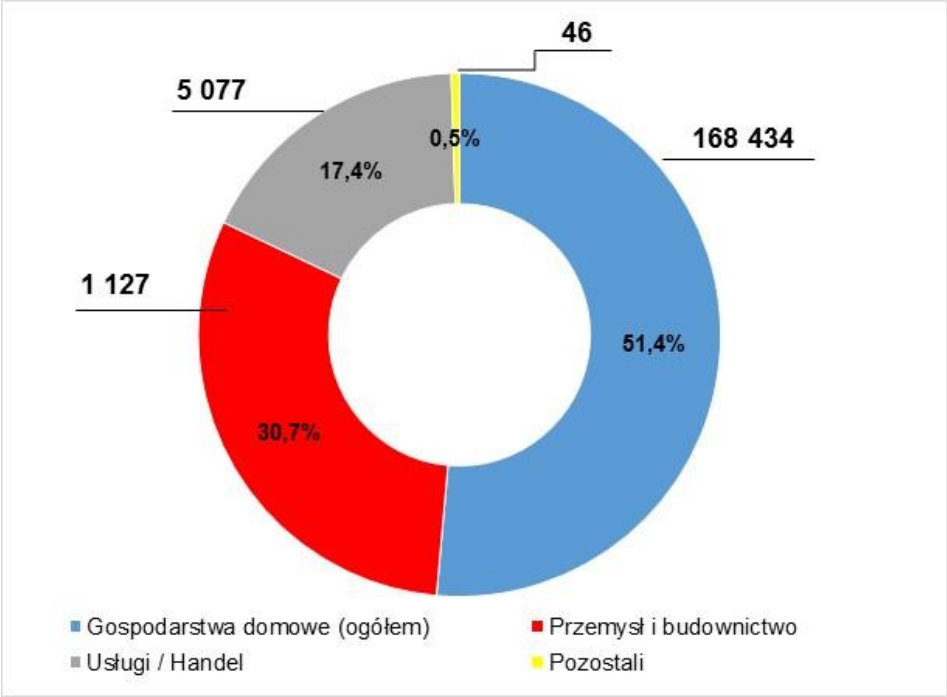
Tabela 6-10 Zużycie gazu [tys. m^3/rok]

Rok	Ogółem	Gospodarstwa domowe		Przemysł i budownictwo	Usługi / Handel	Pozostali
		Ogółem	w tym ogrzewają-cy mieszkania			
2013 *	261 425	111 909	76 344	104 668	43 876	972
2014	228 812	99 478	70 977	97 684	30 816	834
2015	211 244	92 624	68 500	87 640	30 063	917
2016	192 840	97 072	70 372	60 019	34 758	991
2017	196 568	101 044	71 279	60 266	34 268	990

Źródło: PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Poznański Obszar Sprzedaży (wartości zużycia gazu za lata 2014-2017 przeliczono z kWh na m^3 przyjmując współczynnik konwersji – 11,2 kWh/m^3)
** „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2014 r.*

Na poniższym wykresie przedstawiono udział procentowy zużycia gazu przez poszczególne grupy odbiorców gazu ziemnego w mieście w 2017 r. z informacją dotyczącą ilości odbiorców w danej grupie (wg danych PGNiG).

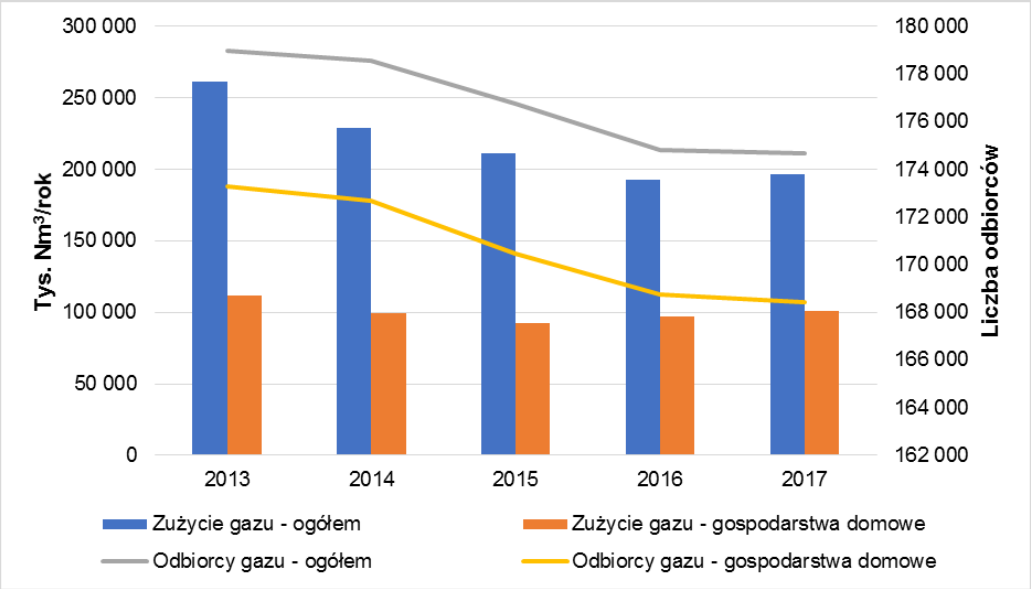
Wykres 6-6 Liczba odbiorców oraz udział procentowy zużycia gazu przez poszczególne grupy odbiorców – dane za 2017 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o

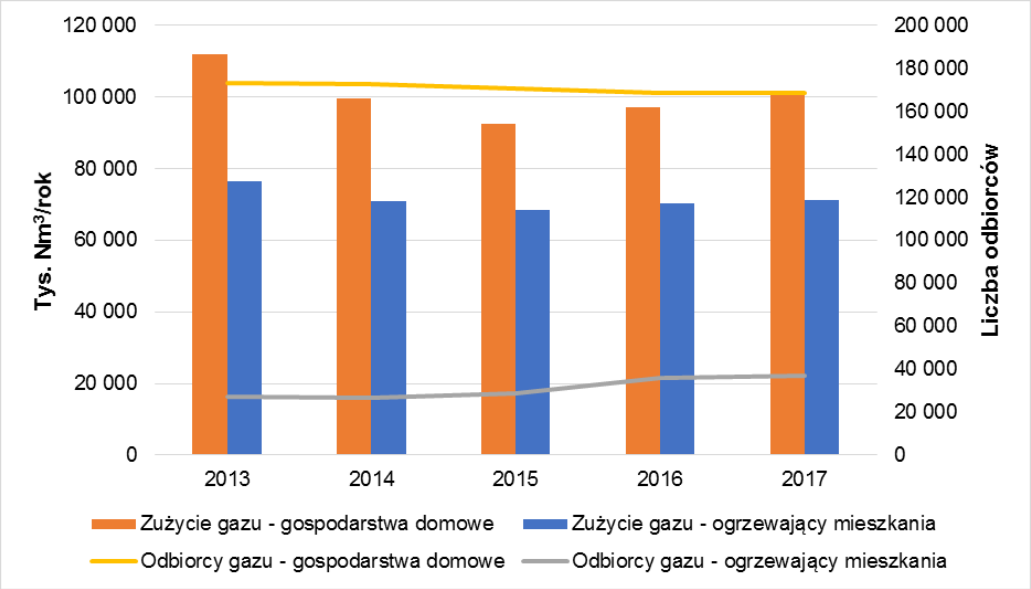
W latach 2013÷2017 ilość odbiorców gazu ziemnego PGNiG zmniejszyła się o ok. 2,4%. W kategorii „Gospodarstwa domowe (ogółem)" zanotowano spadek liczby odbiorców o ok. 2,8%. Natomiast o ponad 36% wzrosła liczba użytkowników gazu ogrzewających mieszkania. Odbiorcy, którzy wykorzystują gaz do celów grzewczych stanowią 22% odbiorców z grupy „Gospodarstwa domowe". W grupach odbiorców „Przemysł", „Usługi i Handel" oraz „Pozostali" odnotowano wzrost liczby odbiorców gazu na poziomie 9% – łącznie od 2013 r. przybyło 533 odbiorców.
Na poniższych wykresach przedstawiono skalę i strukturę zmian ilości odbiorców gazu i wielkości jego zużycia dla miasta w latach 2013-2017.

Wykres 6-7 Struktura zmian ilości odbiorców i poziomu zużycia gazu dla miasta Poznań w latach 2013-2017



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

Wykres 6-8 Struktura zmian ilości odbiorców i poziomu zużycia gazu z grupy gospodarstw domowych dla miasta Poznań w latach 2013-2017



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

Na przestrzeni lat 2013÷2017 zużycie gazu w mieście (wg danych PGNiG) zmniejszyło się o ok. 25%, przy spadku liczby odbiorców o ponad 2%. W grupie odbiorców „Gospodarstwa domowe (ogółem)" nastąpił spadek zużycia gazu o niemal 10%, a wśród odbiorców, którzy wykorzystują gaz również na potrzeby grzewcze, nastąpił spadek zużycia o prawie 7%. Mieszkańcy korzystający z gazu kompleksowo zużywają ok. 70% całkowitego zużycia gazu przez odbiorców w kategorii „Gospodarstwa domowe (ogółem)". Wśród użytkowników, należących do kategorii – „Przemysł", „Usługi i Handel" oraz „Pozostali" – nastąpił spadek zużycia gazu o ponad 36% w stosunku do stanu w 2013 r., pomimo zdecydowanego wzrostu liczby odbiorców gazu ziemnego w tych grupach.

U wszystkich odbiorców poziom zużycia gazu jest silnie uwarunkowany zmianami meteorologicznymi, szczególnie w sezonie grzewczym, a także zmianami cen paliwa gazowego. W przypadku odbiorców z grup „Przemysł", „Usługi" oraz „Handel" ilość przyłączeń do sieci zależy w dużym stopniu od tempa powstawania nowych podmiotów gospodarczych, lokalizacji obiektów w stosunku do istniejącej sieci systemu gazowniczego oraz konkurencyjności cen gazu w stosunku do innych paliw. Duży wpływ na zużycie paliw ma również realizacja działań proefektywnościowych w obiektach.

W poniższej tabeli przedstawiono porównanie liczby odbiorców oraz zużycia gazu w mieście w latach: 2000, 2009, 2013 oraz 2017.

Tabela 6-11 Porównanie liczby odbiorców oraz zużycia gazu w latach: 2000, 2009, 2013 i 2017

-	**2000 [1)]**	**2009 [2)]**	**2013 [3)]**	**2017 [4)]**
Liczba odbiorców ogółem	186 232	182 932	178 997	174 684
Zużycie gazu ogółem [tys. Nm^3/rok]	244 737 *	253 725 *	261 425	196 568

Źródło:
[1)] „Projekt założeń … dla obszaru miasta Poznania" – 2001 r.
[2)] „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r.
[3)] „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2014 r.
[4)] PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu
** - w 2000 r. i częściowo w 2009 r. odbiorcy zaopatrywani byli w gaz zaazotowany, dlatego wartość zużycia została przeliczona na gaz wysokometanowy*

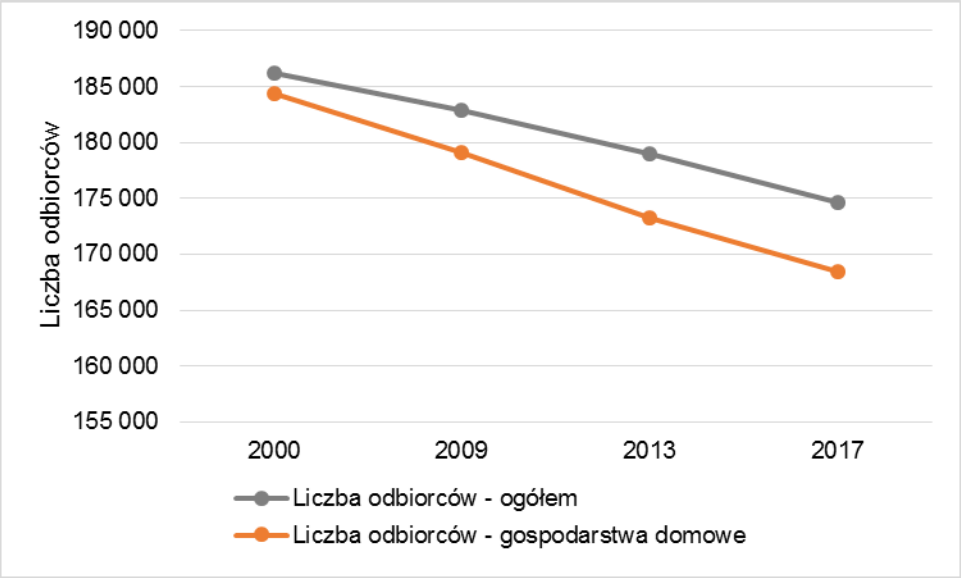
Tabela 6-12 Porównanie liczby odbiorców oraz zużycia gazu w poszczególnych grupach odbiorców – 2000, 2009, 2013, 2017 rok

-	**2000 [1)]**	**2009 [2)]**	**2013 [3)]**	**2017 [4)]**
Liczba odbiorców				
Odbiorcy – Gospodarstwa domowe:	184 397	179 118	173 280	168 434
ogółem w tym ogrzewający mieszkania	29 242	27 674	27 092	36 950
Pozostali, przemysł, usługi i handel	1 835	3 814	5 717	6 250
Zużycie gazu [tys. Nm^3/rok]				
Zużycie – Gospodarstwa domowe:	123 956 *	107 328 *	111 909	101 044
ogółem w tym ogrzewający mieszkania	87 731 *	70 282 *	76 344	71 279
Pozostali, przemysł, usługi i handel	120 781 *	146 396 *	149 516	95 523

Źródło:
[1)] „Projekt założeń … dla obszaru miasta Poznania" – 2001 r.
[2)] „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r.
[3)] „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2014 r.
[4)] PSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu
** - wartości zużycia w 2000 i 2009 r. przeliczone na gaz wysokometanowy*

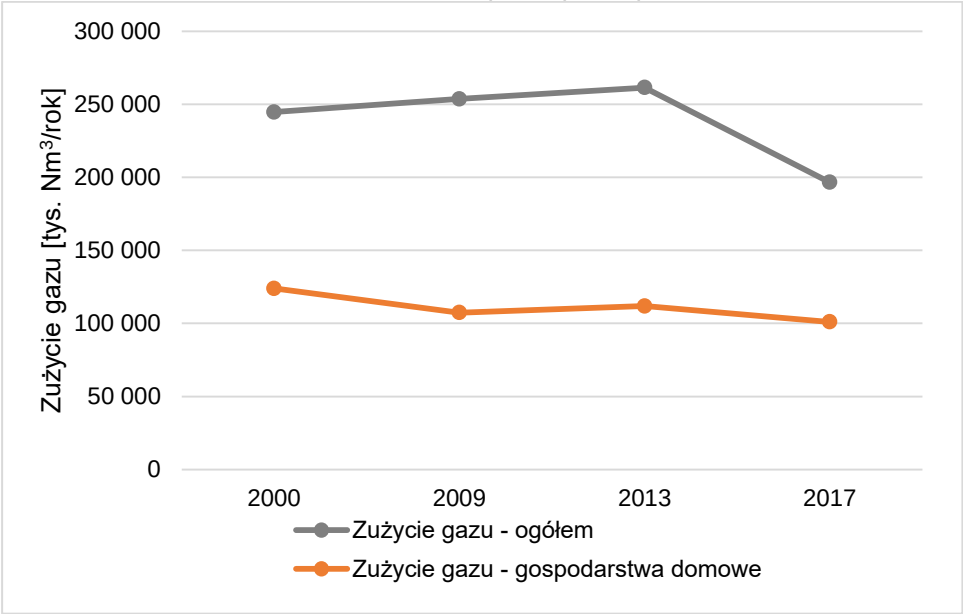
Na poniższych wykresach przedstawiono przebieg zmian w zakresie liczby odbiorców oraz zużycia gazu ziemnego w mieście w latach: 2000, 2009, 2013 i 2017.

Wykres 6-9 Przebieg zmian liczby odbiorców (łącznie oraz grupy „Gospodarstwa domowe") w Poznaniu w latach: 2000, 2009, 2013, 2017



Źródło: opracowanie własne

Wykres 6-10 Przebieg zmian zużycia gazu (łącznie oraz w grupie „Gospodarstwa domowe") w Poznaniu w latach: 2000, 2009, 2013, 2017



Źródło: opracowanie własne

Analizując przedstawione powyżej dane, dotyczące liczby odbiorców oraz zużycia gazu w Poznaniu z lat 2000, 2009, 2013 oraz 2017 zauważa się, że łączna liczba użytkowników gazu w mieście (wg danych PGNiG) stopniowo spada, za sprawą malejącej liczby odbiorców z grupy gospodarstw domowych (od 2000 r. nastąpił spadek na poziomie ok. 9%). Liczba odbiorców z pozostałych grup taryfowych – przemysł, usługi, handel itp. – wzrasta. Zużycie paliwa gazowego w mieście początkowo wzrastało, lecz w ostatnich pięciu latach ulega spadkowi, ze względu na stopniowy spadek zużycia gazu przez odbiorców przemysłowych oraz handlowo-usługowych (od 2000 r. spadek wyniósł 21%). Zużycie gazu wśród użytkowników z grupy gospodarstw domowych wykazuje wahania z tendencją spadkową –

od 2000 r. spadło o 18%. Sumarycznie od 2000 roku liczba odbiorców zmalała o ok. 6%, a zużycie gazu o niemal 20%.

6.4 Plany inwestycyjno-modernizacyjne (plany rozwoju przedsiębiorstw)

OGP GAZ-SYSTEM S.A.
Zgodnie z uzgodnionym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki „Planem Rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018-2027" na przedmiotowym obszarze nie planuje się realizacji żadnych zadań inwestycyjnych.

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu
Plany przyszłościowe Polskiej Spółki Gazownictwa na terenie miasta Poznania uwzględniają:

- rozbudowę sieci gazowej dystrybucyjnej w celu gazyfikacji obszarów pozbawionych dostępu do sieci gazowej,
- modernizację istniejącej sieci w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego,
- zwiększenie przepustowości stacji gazowych I stopnia do 2020 r. (będących w zarządzie OGP GAZ-SYSTEM S.A.): SRP Tulce, SRP Gądki, SRP Przeźmierowo-Swadzim, SRP Suchy Las-Złotniki (łącznie ok. 21 tys. Nm^3).

6.5 Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w gaz sieciowy

System gazowniczy zasilający miasto Poznań nie budzi zastrzeżeń. Miasto jest zaopatrywane w gaz ziemny poprzez wielostronny system zasilania z dziewięciu stacji gazowych wysokiego ciśnienia, zlokalizowanych w różnych częściach miasta, bądź w jego sąsiedztwie. Stacje redukcyjno-pomiarowe I stopnia zasilające miasto Poznań w gaz ziemny mają rezerwy przepustowości wystarczające, aby pokryć zapotrzebowanie na gaz zarówno odbiorców istniejących, jak i nowych, gdyby zaistniała taka potrzeba. Układ pierścieniowy dystrybucyjnych sieci średnio- i niskoprężnych, zapewnia bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców. Gazowa sieć dystrybucyjna na przedmiotowym obszarze jest bardzo dobrze rozbudowana. Stacje redukcyjne oraz redukcyjno-pomiarowe II stopnia są w dobrym stanie technicznym, a ich rezerwy przepustowości są wystarczające, aby pokryć potrzeby odbiorców istniejących, jak i potencjalnych nowych klientów. W celu zapewnienia bezpieczeństwa użytkowania sieci gazowych podejmowane są działania modernizacyjne na systemie dystrybucyjnym. Ponadto w dalszej perspektywie planowana jest gazyfikacja obszarów pozbawionych dostępu do sieci gazowej.
W przypadku pojawienia się zapotrzebowania na gaz z przesyłowej sieci gazowej wysokiego ciśnienia przez potencjalnych klientów, warunki odbioru gazu będą uzgadniane pomiędzy stronami i będą zależały od szczegółowych warunków technicznych i ekonomicznych uzasadniających rozbudowę sieci przesyłowej. Równocześnie techniczne warunki rozwoju systemu przesyłowego określane są przez Operatora Gazociągów Przesyłowych

GAZ-SYSTEM S.A. w zależności od zgłoszeń zapotrzebowania na gaz przez potencjalnych klientów.

Wystąpienie wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny na terenie miasta równoważone jest poprzez modernizację bądź rozbudowę infrastruktury (m.in. na styku sieci przesyłowej i dystrybucyjnej – stacje gazowe I stopnia). Konieczność zwiększenia przepustowości stacji gazowych I stopnia podlega uzgodnieniom pomiędzy operatorami systemów: przesyłowego i dystrybucyjnego, tzn. PSG sp. z o.o. oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W ramach powyższego PSG uzgadnia z GAZ-SYSTEMEM potrzebę zwiększenia do 2020 roku przepustowości stacji I stopnia odpowiednio:

- SRP Suchy Las - Złotniki Q= 8 000 Nm^3/h → Q= 12 000 Nm^3/h,
- SRP Przeźmierowo - Swadzim Q=10 000 Nm^3/h → Q= 16 000 Nm^3/h,
- SRP Gądki Q= 5 000 Nm^3/h → Q= 12 000 Nm^3/h,
- SRP Tulce Q= 6 300 Nm^3/h → Q= 10 000 Nm^3/h.

7. Koncesje i taryfy dla nośników energii

Analiza cen energii przyjęta w poniższym rozdziale obejmuje taryfy obowiązujące na dzień 1 sierpnia 2018 roku.

7.1 Taryfy dla ciepła

Na terenie miasta Poznań, na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem zajmuje się przedsiębiorstwo Veolia Energia Poznań S.A., mająca swoją siedzibę na ul. Energetycznej 3 w Poznaniu. Posiada ono aktualną taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr OPO.4210.19.2018.ASZ1 z dnia 26 czerwca 2018 r.

Tabela 7.1 podaje zestawienie składników taryfowych za wytwarzanie ciepła i jego przesył dla poszczególnych grup taryfowych. 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,
- średnioroczne zużycie ciepła: 6 000 GJ

(pomimo, ze średnioroczne zużycie ciepła przez odbiorców Veolia Energia Poznań S.A. z lat 2014÷2017 wynosi 5 100 GJ do dalszych analiz przyjęto 6 000 GJ, w celu porównania aktualnie analizowanych wartości z przyjętymi w Aktualizacji z 2014),

- 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 systemów ciepłowniczych wybranych miast w Polsce. 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 tabeli 7-2 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 Veolia Energia Poznań S.A. (ceny brutto) dla miasta Poznań

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
							stała	zmienna		
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ
Veolia Energia Poznań S.A.	Elektrociepłownia Karolin oraz ITPOK	E/SW1	Odbiorcy ciepła w postaci gorącej wody, wytworzonego w EC Karolin oraz źródle ciepła SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. (spalarnia w Poznaniu), dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy do węzłów odbiorcy	95 989,65	32,96	48,96	32 585,76	17,81	23,24	72,20
		E/SW1/WI	Odbiorcy ciepła w postaci gorącej wody, wytworzonego w EC Karolin oraz źródle ciepła SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. (spalarnia w Poznaniu), dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy i węzły indywidualne sprzedawcy	95 989,65	32,96	48,96	45 627,70	18,57	26,18	75,14
		E/SW1/WG	Odbiorcy ciepła w postaci gorącej wody, wytworzonego w EC Karolin oraz źródle ciepła SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. (spalarnia w Poznaniu), dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy i węzły grupowe sprzedawcy do zewnętrznych instalacji odbiorczych należących do odbiorcy	95 989,65	32,96	48,96	40 905,80	16,76	23,58	72,54
		E/SW1/WG/NP	Odbiorcy ciepła w postaci gorącej wody, wytworzonego w EC Karolin oraz źródle ciepła SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. (spalarnia w Poznaniu), dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy , węzły grupowe sprzedawcy i zewnętrzne instalacje odbiorcze sprzedawcy	95 989,65	32,96	48,96	44 830,81	21,70	29,17	78,13
	Ciepłownia nr 78 ul. Dąbrowskiego 262/280	C78/SW 18	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 18 sprzedawcy i węzły indywidualne sprzedawcy	52 229,96	58,52	67,23	8 340,35	8,24	9,63	76,86
	Ciepłownia nr 78 ul. Dąbrowskiego 262/280	C78/SW 18/WI	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 18 sprzedawcy i węzły grupowe sprzedawcy do zewnętrznych instalacji odbiorczych odbiorcy	52 229,96	58,52	67,23	10 327,93	10,07	11,80	79,02
	Ciepłownia nr 78 ul. Dąbrowskiego 262/280	C78/SW 18/WG	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 18 sprzedawcy i węzły grupowe sprzedawcy i zewnętrzne instalacje odbiorcze sprzedawcy	52 229,96	58,52	67,23	10 279,65	10,30	12,01	79,24
	Ciepłownia nr 78 ul. Dąbrowskiego 262/280	C78/SW 18/WG/ NP	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 28 eksploatowaną przez sprzedawcę	52 229,96	58,52	67,23	14 117,68	10,65	13,00	80,23
	Ciepłownia nr 91 ul. 28 Czerwca 1956 223/227	C91/SW 28	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez parową sieć ciepłowniczą nr 27 eksploatowaną przez sprzedawcę	52 967,40	57,51	66,34	3 609,39	10,18	10,79	77,13
	Ciepłownia nr 91 ul. 28 Czerwca 1956 223/227	C91/SP27	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 18 sprzedawcy i węzły indywidualne sprzedawcy	52 967,40	57,51	66,34	27 951,85	12,67	17,33	83,67

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła obowiązujących od 1.08.2018 r.

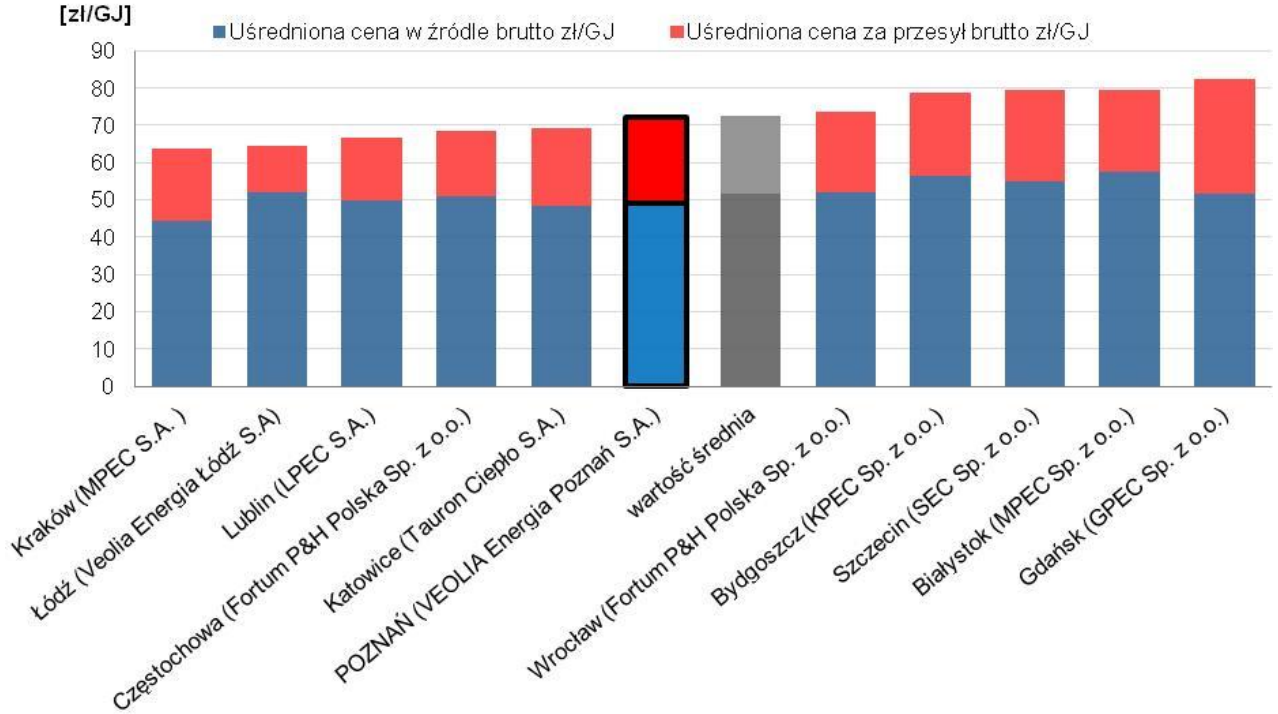
Tabela 7-2 Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu ciepła u odbiorcy

Miasto	Przedsiębiorstwo energetyczne / Źródło	Grupa taryfowa	Uśredniona cena w źródle brutto zł/GJ	Uśredniona cena za przesył brutto zł/GJ	Uśredniona cena ciepła u odbiorcy brutto zł/GJ
Kraków	MPEC S.A. / Źródło: PGE Energia Ciepła S.A. Oddział nr 1 w Krakowie, CEZ Skawina S.A. i Krakowski Holding Komunalny S.A. (zakład ZTPO)	S1-WO	44,33	19,50	63,82
Łódź	Veolia Energia Łódź S.A. / Źródła: EC3, EC 4	WPo	51,94	12,71	64,65
Lublin	LPEC S.A./ Źródło: PGE GiEK o. EC Lublin-Wrotków, Megatem EC Lublin Sp. z o.o.	G1	49,89	16,87	66,77
Częstochowa	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.	C. 1.A.	50,84	17,73	68,57
Katowice	Tauron Ciepło S.A./ Zakład Wytwarzania Katowice	AG1/A	48,30	20,86	69,16
POZNAŃ	**VEOLIA Energia Poznań S.A. / Źródło: elektrociepłownia Karolin oraz SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. / Źródło: ITPOK**	**E/SW1**	**48,96**	**23,24**	**72,20**
wartość średnia			***51,52***	***21,10***	***72,62***
Wrocław	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o./ Źródło: EC Wrocław, EC Czechnica	Z121	51,99	21,51	73,50
Bydgoszcz	KPEC Sp. z o.o./ Źródło: ciepłownia Białe Błota, PGE ZEC Bydgoszcz S.A./Źródła: EC I i EC II oraz MKUO ProNatura sp. z o.o.	G-1.1 - A	56,48	22,26	78,73
Szczecin	Szczecińska Energetyka Cieplna Sp. z o.o. /EC Szczecin, EC Pomorzany	A.1	54,99	24,44	79,43
Białystok	MPEC/ Źródło: Ciepłownia Zachód, ENEA/ Źródło: EC Białystok, PPUH "Lech"/Źródło: ZUOK	B1	57,44	22,20	79,65
Gdańsk	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o./Źródło: EDF "Wybrzeże" EC Gdańska, EC Gdyńska	VIII.1	51,53	30,76	82,29

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła obowiązujących od 1.08.2018 r.

Wyniki z powyższej tabeli przedstawiono również na wykresie poniżej.

Wykres 7-1 Porównanie uśrednionych kosztów ciepła

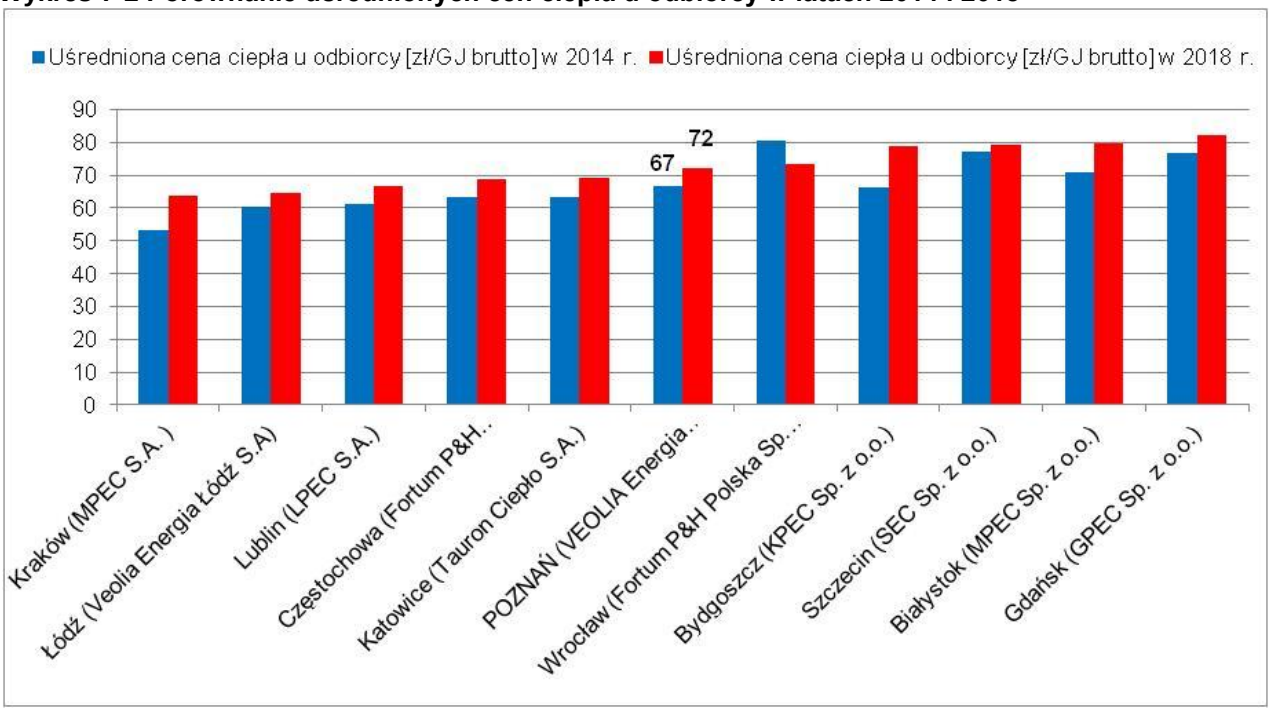


Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła obowiązujących od 1.08.2018 r.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że najniższym uśrednionym kosztem wytworzenia ciepła w źródle, spośród rozpatrywanych przedsiębiorstw, charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom w Krakowie, wytworzone przez MPEC S.A., gdzie koszt ciepła w źródle wynosi ok. 44 zł/GJ brutto (w Poznaniu ok. 49 zł/GJ brutto). Natomiast najwyższym kosztem wytworzenia charakteryzuje się ciepło wytworzone źródła systemowe w Białymstoku, które wynosi ok. 57 zł/GJ brutto.
Najniższy uśredniony koszt za przesył 1 GJ ciepła oferuje Veolia Energia Łódź S.A. ze źródeł: EC3, EC 4. Koszt ten wynosi tam ok. 13 zł/GJ brutto (w Poznaniu ok. 23 zł/GJ brutto). Natomiast najwyższy uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła oferowany jest klientom z terenu Gdańska dla ciepła wytwarzanego i przesyłanego siecią ciepłowniczą GPEC Sp. z o.o., który wynosi ok. 31 zł/GJ brutto.
Na całkowity koszt ciepła u odbiorcy składa się koszt wytworzenia ciepła oraz jego przesyłu do odbiorcy. Z powyższej analizy wynika, że najniższym poziomem uśrednionego kosztu ciepła u odbiorcy charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom z obszaru Krakowa, zaopatrywanych w ciepło wytworzone przez MPEC S.A., którego cena wynosi 64 zł/GJ brutto (w Poznaniu ok. 72 zł/GJ brutto). Najwyższy uśredniony koszt ciepła u odbiorcy oferowany jest odbiorcom z obszaru Gdańska, wytworzonego przez GPEC Sp. z o.o., który wynosi 82 zł/GJ brutto.
Rozbieżności w uśrednionych kosztach ciepła wynikają m.in.: z wielkości źródła, stanu technicznego urządzeń wytwórczych i sieci, rozległości sieci, dopasowania źródła do obecnych potrzeb ciepłowniczych, obszaru działania, struktury organizacyjnej itp.

Na następnym wykresie porównano uśrednioną cenę ciepła u odbiorcy w 2014 r. i 2018 r. z wybranych systemów ciepłowniczych w Polsce. Na wykresie obserwujemy 8% wzrost cen ciepła u odbiorcy w ostatnich 4 latach (średnia dla nw. systemów ciepłowniczych).

Wykres 7-2 Porównanie uśrednionych cen ciepła u odbiorcy w latach 2014 i 2018



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Aktualizacji założeń z 2014 r. i aktualnie obowiązujących taryf dla ciepła

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 (ok. 120 Nm3/h - grupa taryfowa W-6A, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oddział poznański) i zużyciu 6 000 GJ/rok. Sprawność urządzenia przetwarzającego przyjęto na poziomie 90%, zaś wartość opałową 35,5 MJ/Nm3. Przy tak sformułowanych założeniach jednostkowy koszt ciepła z kotłowni gazowej kształtuje się na poziomie ok. 66 zł/GJ brutto.
Dla zobrazowania wysokości kosztów ponoszonych przez odbiorców ciepła w poniższej tabeli przedstawiono porównanie cen paliw dostępnych na rynku w układzie zł za jednostkę energii dla poniżej przyjętych założeń:

- ➔ koszt gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnych taryf: PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. (Taryfa w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6 – ostatnia zmiana z dnia 25.07.2018 r. – na okres do dnia 31 grudnia 2018 r.) oraz PSG sp. z o.o. (Taryfa nr 6 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego – na okres do 31 grudnia 2018 r. Koszt gazu ziemnego uwzględnia zarówno cenę gazu oraz stawkę opłat za usługi przesyłowe w ramach umowy kompleksowej, przy założeniu, że roczne zużycie gazu (wg grupy taryfowej W-3.6) kształtuje się na poziomie 4 000 m^3 (tj. ok. 43 900 kWh/rok);
- ➔ koszt ogrzewania energią elektryczną wyliczono na podstawie aktualnych taryf: ENEA Operator Sp. z o.o. – zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 14 grudnia 2017 r., a następnie zmieniona kolejnymi decyzjami URE – ostatnia zmiana decyzją z dnia 27 lutego 2018 r., z terminem obowiązywania do 31 grudnia 2018 r. oraz ENEA S.A. – taryfa zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 14 grudnia 2017 r. Obliczenia wykonano przy założeniu korzystania z taryfy G12, rocznym zużyciu na poziomie 9 600 kWh oraz 70% wykorzystywania energii w nocy i 30% w dzień;
- ➔ w przypadku pozostałych paliw cena jednostkowa energii w paliwie obliczona została na podstawie aktualnych cen oferowanych na rynku przez producentów i sprzedawców danego nośnika energii.

Tabela 7-3 Porównanie kosztów brutto energii cieplnej z różnych paliw i sprawności urządzeń przetwarzających

Nośnik energii	Cena paliwa		Wartość opałowa		Sprawność	Koszt energii cieplnej
	kwota	jedn.	-	jedn.	%	zł/GJ
węgiel groszek	602,70	zł/Mg	28	GJ/Mg	80	26,91
węgiel kostka	676,50	zł/Mg	30	GJ/Mg	75	30,07
węgiel orzech	696,18	zł/Mg	29	GJ/Mg	75	32,01
brykiet opałowy drzewny	849	zł/Mg	19,5	GJ/Mg	75	58,05
gaz ziemny wysokometanowy (taryfa W-3.6)	1,92	zł/m^3	35,5	MJ/m^3	90	60,09
gaz płynny	3 461,54	zł/Mg	46	GJ/Mg	90	83,61
olej napędowy grzewczy Ekoterm Plus	3 584,16	zł/Mg	42,6	GJ/Mg	85	98,98
energia elektryczna (taryfa G-12)	0,40	zł/kWh	-	-	-	110,00

Z powyższego zestawienia wynika, że istnieje duża rozbieżność pomiędzy jednostkowymi kosztami energii (w zł/GJ) uzyskanymi z poszczególnych nośników energii. Należy jednak pamiętać, że jednostkowy koszt ciepła przedstawiony w powyższej tabeli to tylko jeden ze składników całkowitej opłaty za zużycie energii. W jej skład wchodzi również m.in.: koszt urządzenia przetwarzającego energię powyższych nośników na ciepło wraz z kosztami obsługi i konserwacji, koszty dostawy itp.

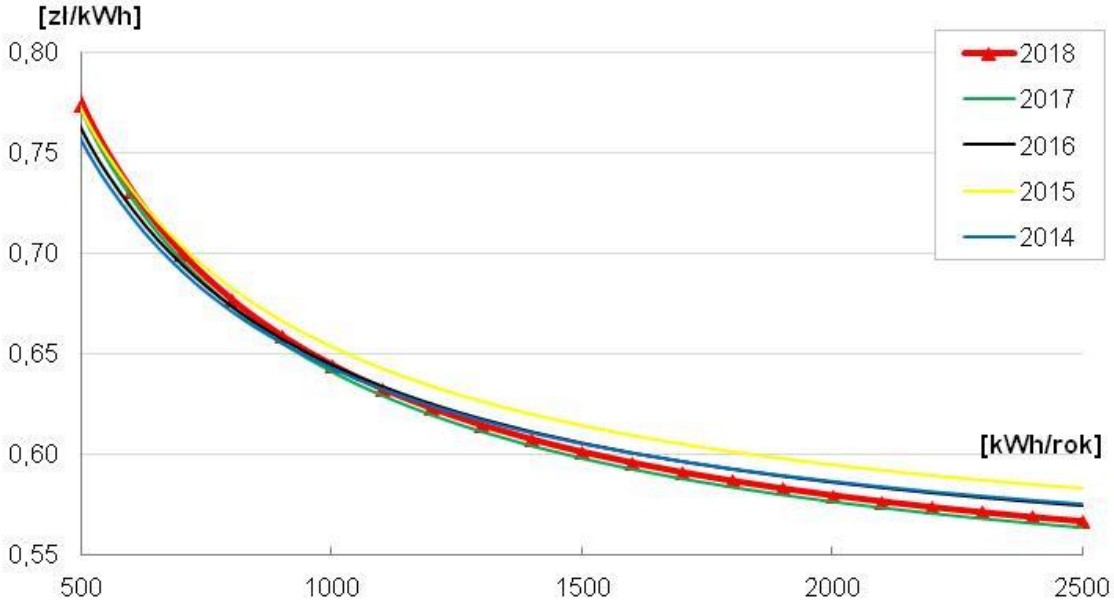
7.2 Taryfa dla energii elektrycznej

Odbiorcy za dostarczoną energię 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. Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. 2017, poz. 2500).

Działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na terenie Miasta Poznań w chwili obecnej świadczy ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu. Spółka posiada aktualną taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 14 grudnia 2017 r. o nr DRE.WRE.4211.47.8.2017.KKu, a następnie zmienioną kolejnymi decyzjami URE – ostatnia zmiana decyzją z dnia 27 lutego 2018 r. o nr DRE.WRE.4211.26.4.2018.KKu. Taryfa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2018 r.
Sprzedażą energii elektrycznej na omawianym terenie zajmuje się głównie ENEA S.A. Ostatnia taryfa dla energii elektrycznej dla odbiorców w grupach taryfowych G (przyłączonych do sieci ENEA Operator Sp. z o.o.), dla których Przedsiębiorstwo świadczy usługę kompleksową, została zatwierdzona Decyzją Prezesa URE o nr DRE.WRE.4211.44.10.2017.KKu z dnia 14 grudnia 2017 r. Taryfa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2018 r.

Na poniższym wykresie przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto u odbiorcy w grupie taryfowej G11 (układ 1-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2014÷2018 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych ENEA Operator Sp. z o.o. oraz kupujących energię elektryczną od ENEA S.A.

Wykres 7-3 Zmiana jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie G11 w latach 2014÷2018

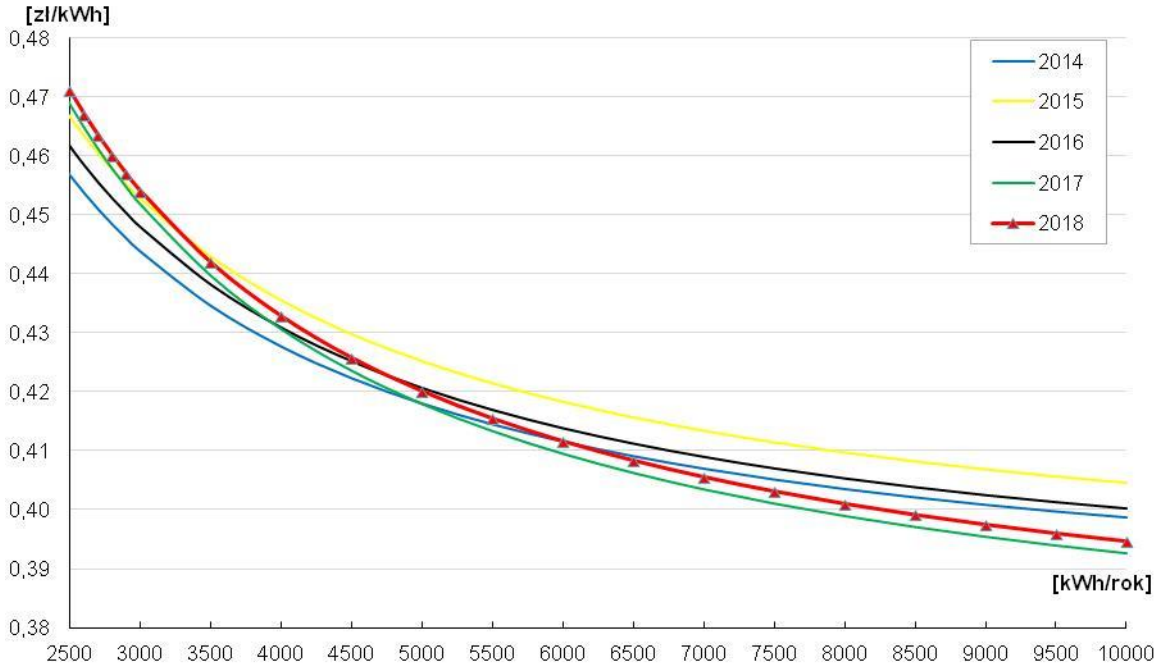


Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

Obserwując powyższy wykres należy przede wszystkim zauważyć, iż w okresie analizowanych pięciu lat koszt energii elektrycznej brutto u odbiorcy kształtował się na bardzo zbliżonym poziomie, odnotowując nieznaczne wahania. I tak na przykład dla przeciętnego zużycia energii elektrycznej w gospodarstwie domowym przyjętym na poziomie 2000 kWh/rok, koszt energii w 2014 r. wynosił 0,587 zł/kWh, po czym wzrósł w 2015 r. do wysokości 0,595 zł/kWh (to jest o 1,3%) i następnie spadł w kolejnych dwóch latach do poziomu 0,576 zł/kWh w 2017 r. W 2018 r. obserwuje się minimalny wzrost ceny energii elektrycznej średnio o ok. 0,3% w stosunku do roku poprzedniego (0,580 zł/kWh dla zużycia 2000 kWh/rok). Natomiast porównując (dla analizowanego rocznego zużycia energii elektrycznej) cenę jednej kilowatogodziny w 2018 r. z 2014 r. – należy zauważyć spadek o ok. 1,2%.

Poniżej przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G12 (układ 3-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2014÷2018 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych ENEA Operator Sp. z o.o. oraz kupujących energię elektryczną od ENEA S.A. Założono wykorzystanie energii na poziomie 70% w nocy i 30% w dzień.

Wykres 7-4 Zmiana jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie G12 w latach 2014÷2018



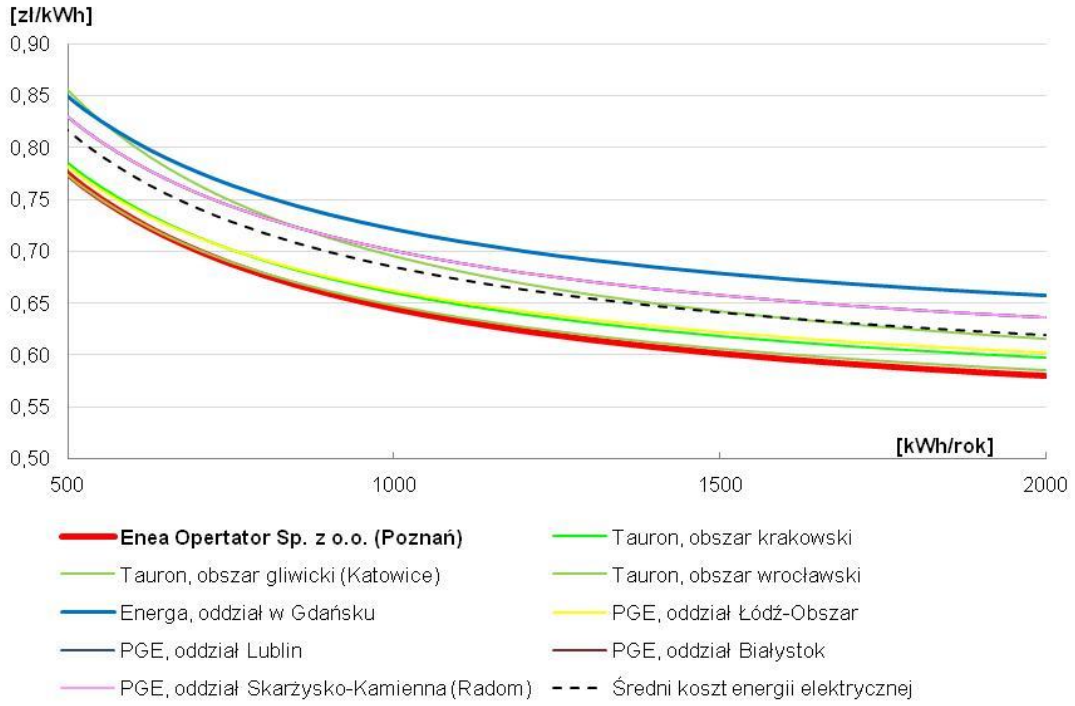
Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

W grupie taryfowej G12 w latach 2014÷2018 występuje podobny trend jak w przypadku grypy G11 – niewielkie wahania kosztów energii u odbiorcy i nieznaczny wzrost ceny w 2018 roku w stosunku do poprzedniego roku. Przy rocznym zużyciu na poziomie 10 000 kWh w 2017 roku koszt jednej kilowatogodziny wynosił 0,393 zł/kWh, a w 2018 roku wzrósł o ok. 0,5% do poziomu 0,395 zł/kWh. Natomiast porównując aktualną cenę energii elektrycznej u odbiorcy (dla ww. rocznego jej zużycia) w stosunku do ceny z roku 2014 – obserwuje się nieznaczny spadek o ok. 1,0%.

Obniżka cen energii dla klientów indywidualnych związania jest ze spadkiem cen na rynku hurtowym.

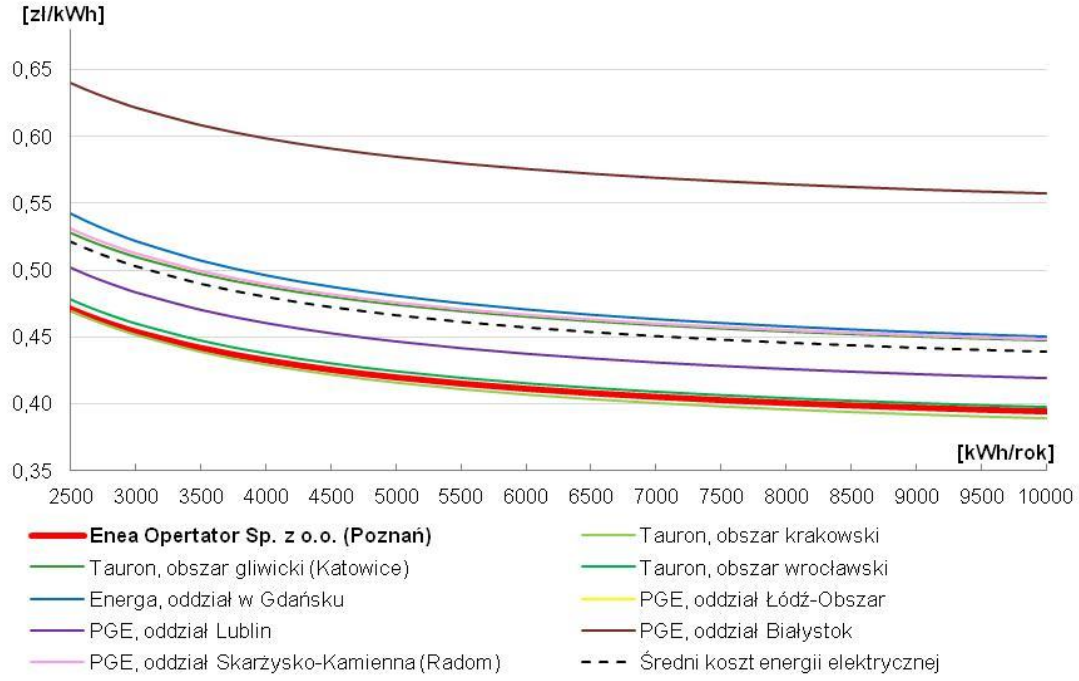
Poniżej przedstawiono porównanie jednostkowych kosztów energii elektrycznej brutto (cena u odbiorcy) w grupie taryfowej G11 i G12 w ENEA Operator Sp. z o.o. oraz ENEA S.A. na tle wybranych zakładów elektroenergetycznych w kraju.

Wykres 7-5 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie G11 na tle innych przedsiębiorstw



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

Wykres 7-6 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie G12 na tle innych przedsiębiorstw

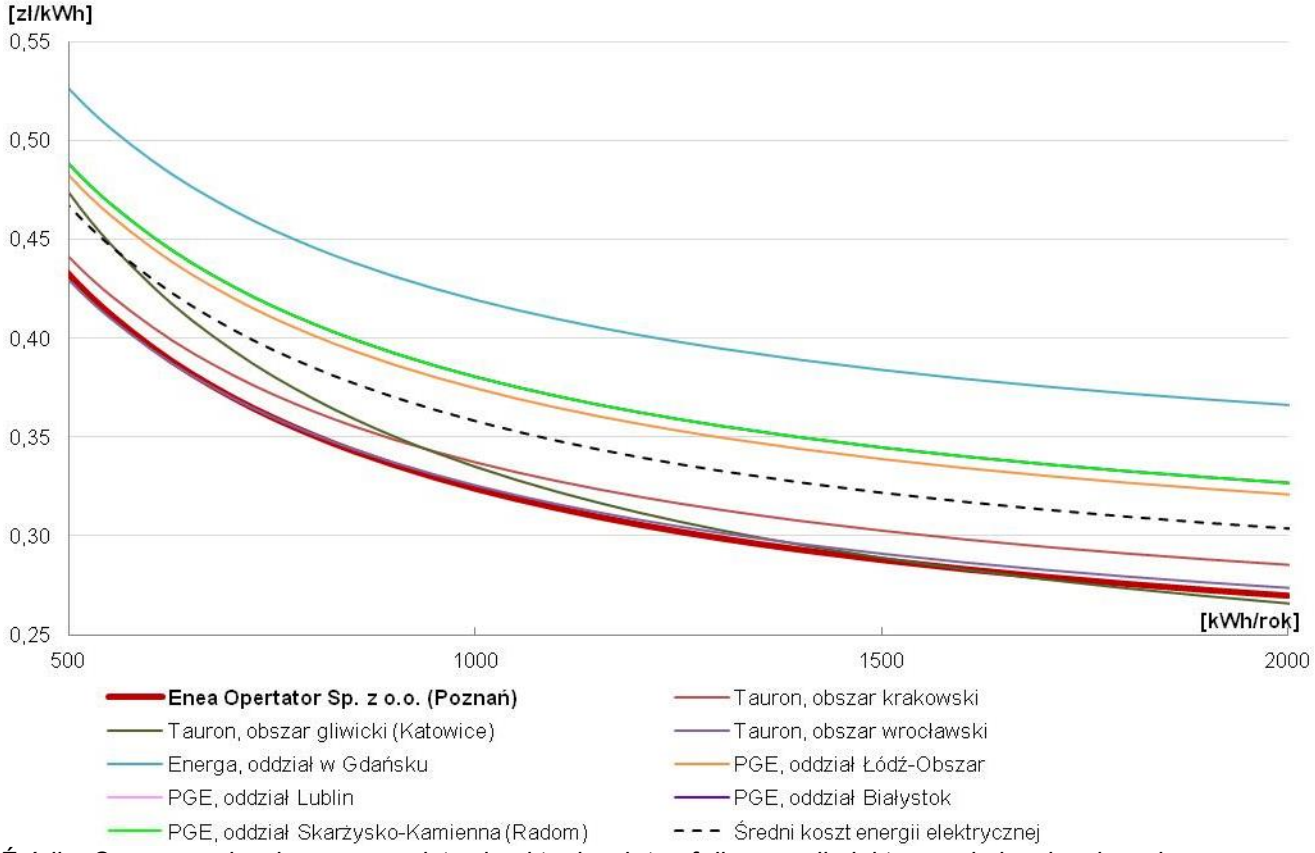


Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

Jednostkowy koszt energii elektrycznej u odbiorcy oferowany przez ENEA w grupie taryfowej G11 i G12 sytuuje się jako jeden z najniższych poziomów w porównaniu z większością analizowanych przedsiębiorstw (znacznie poniżej średniego kosztu energii elektrycznej dla ww. przedsiębiorstw). Dla grupy taryfowej G11 w zależności od rocznego zapotrzebowania wynosi: na poziomie 500 kWh – 0,774 zł/kWh brutto, natomiast na poziomie 2000 kWh – 0,580 zł/kWh brutto. Dla grupy taryfowej G12 przy rocznym zapotrzebowaniu 2000 kWh jednostkowy koszt jest równy 0,496 zł/kWh, a przy 10 000 kWh wynosi 0,395 zł/kWh.

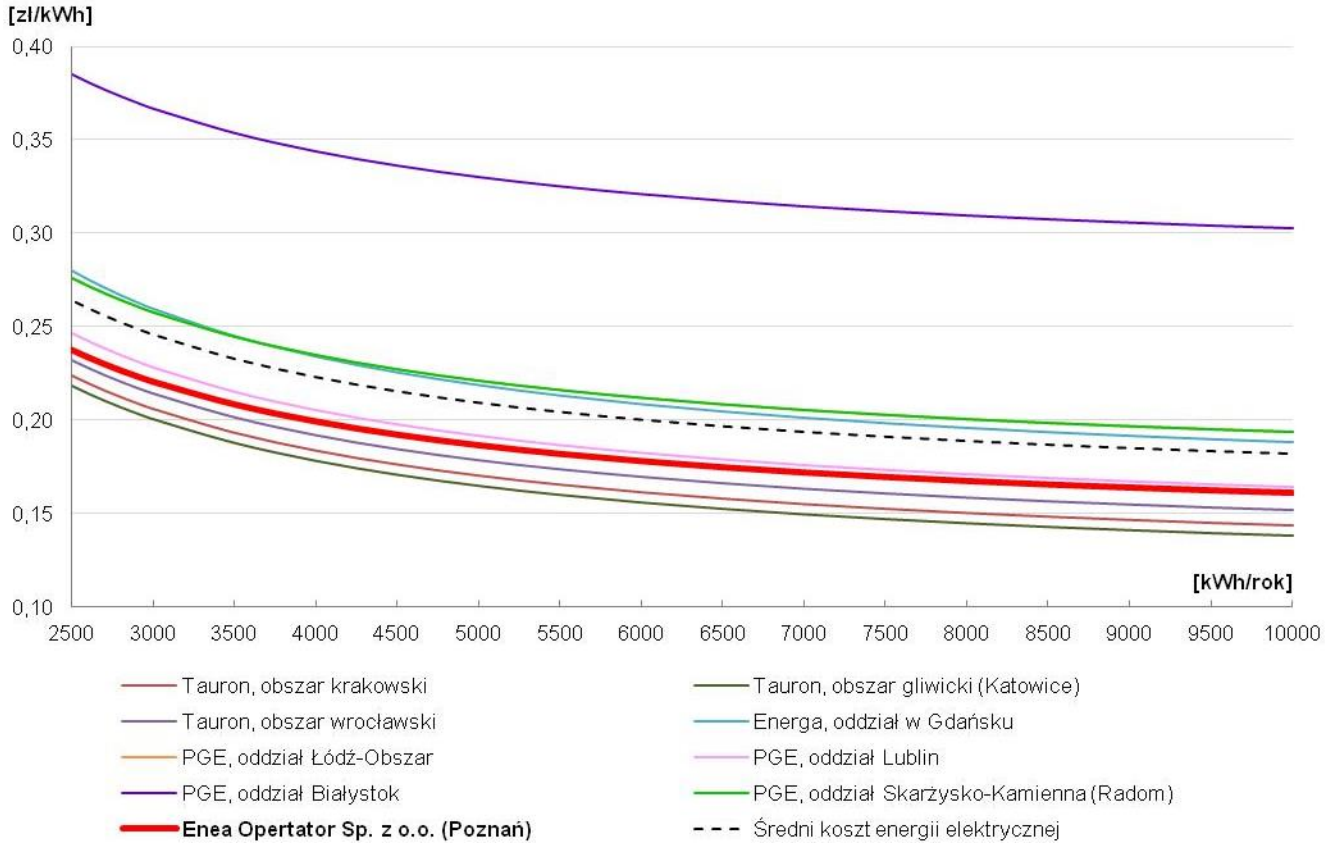
Na dwóch zaprezentowanych poniżej wykresach, przedstawione zostało porównanie jednostkowych kosztów zakupu usług dystrybucyjnych brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 i G12.

Wykres 7-7 Porównanie jednostkowych kosztów zakupu usług dystrybucyjnych brutto energii elektrycznej w grupie G11 na tle innych przedsiębiorstw



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

Wykres 7-8 Porównanie jednostkowych kosztów zakupu usług dystrybucyjnych brutto energii elektrycznej w grupie G12 na tle innych przedsiębiorstw

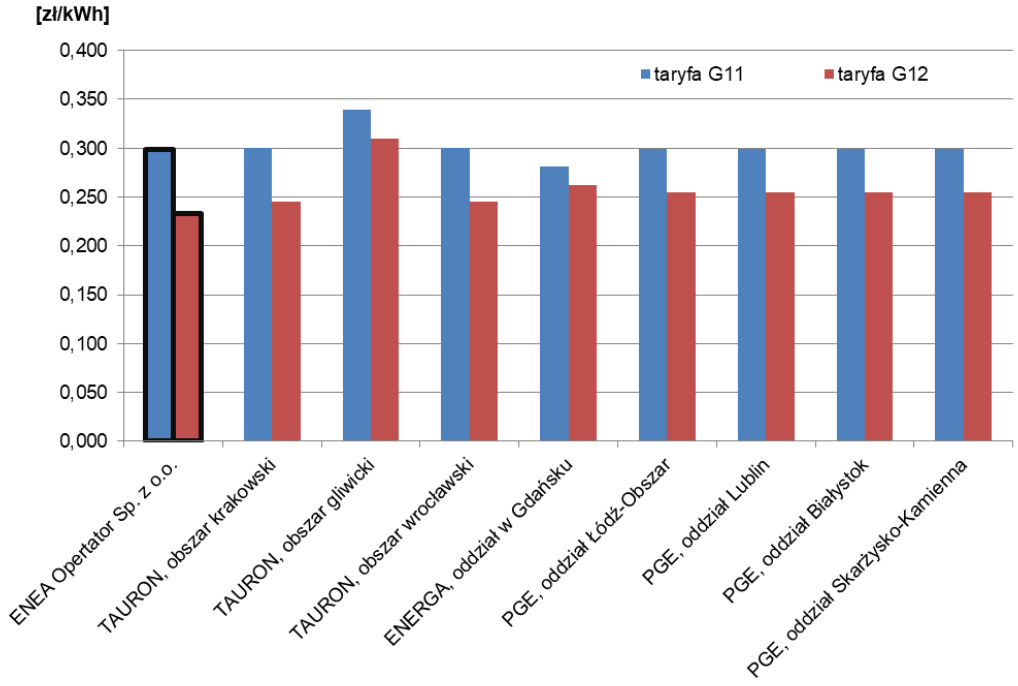


Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

Koszt przesyłu energii elektrycznej w Poznaniu ustalony przez ENEA dla grupy taryfowej G11 jest jednym z najniższych wśród analizowanych przedsiębiorstw zajmujących się jej dystrybucją. Dla zużycia 2000 kWh/rok wynosi on 0,270 zł/kWh. Tańszy przesył w tej grupie oferuje jedynie TAURON (obszar gliwicki). W tym przypadku wynosi on (dla ww. zużycia) 0,266 zł/kWh. Również w przypadku grupy taryfowej G12 najtańszy przesył oferuje TAURON (obszar gliwicki) i dla rocznego zużycia 10000 kWh/rok wynosi on 0,138 zł/kWh. Analogicznie w Poznaniu koszt ten ustalony przez ENEA wynosi 0,161 zł/kWh. Najdroższy przesył energii elektrycznej (dla ww. warunków w grupie G12) oferuje TAURON w obszarze Skarżyska-Kamiennej: 0,194 zł/kWh.

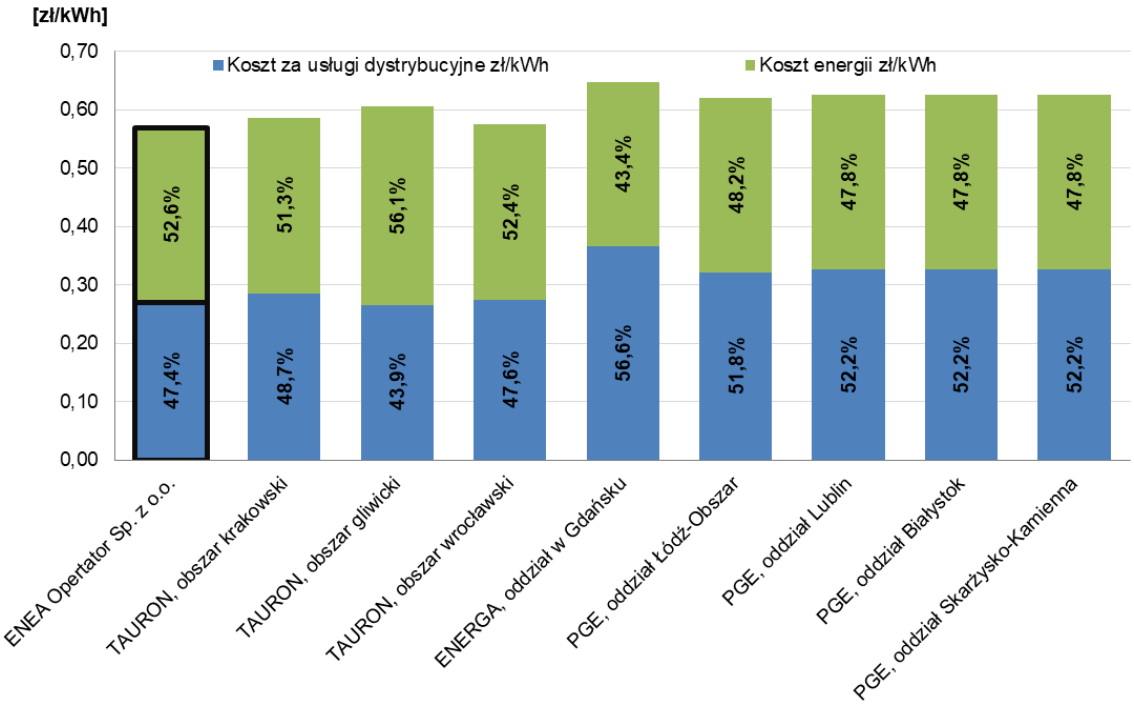
Na poniższych wykresach skumulowanych zestawione zostały jednostkowe koszty brutto energii elektrycznej oraz koszty jej dystrybucji dla taryf G11 i G12.

Wykres 7-9 Koszt brutto energii elektrycznej w taryfach G11 i G12



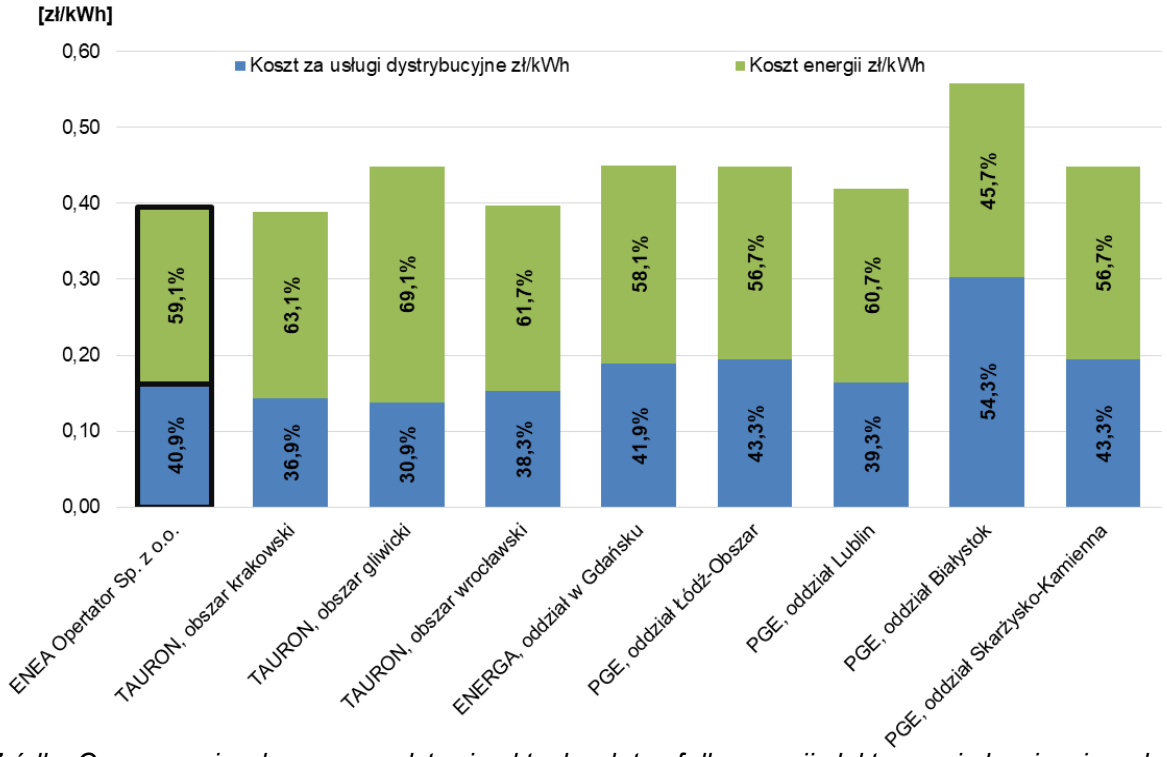
Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

Wykres 7-10 Jednostkowy koszt brutto energii elektrycznej u odbiorcy w taryfie G11 dla zużycia 2000 kWh/rok



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

Wykres 7-11 Jednostkowy koszt brutto energii elektrycznej u odbiorcy w taryfie G12 dla zużycia 10 000 kWh/rok



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 1.08.2018 r.

7.3 Taryfa dla paliw gazowych

Odbiorcy gazu ziemnego zlokalizowani na terenie Poznania zaopatrywani są w gaz ziemny wysokometanowy przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu, która zajmuje się techniczną dystrybucją gazu. Handlową obsługą klientów zajmuje się PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Poniższą analizę wysokości opłat za gaz ziemny wysokometanowy sporządzono w oparciu o taryfy ww. Przedsiębiorstw gazowniczych, obowiązujące na dzień 1.08.2018 r. tj.:

- ➔ Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6, z terminem obowiązywania do dnia 31 grudnia 2018 r. (decyzja URE znak: DRG-DRG-2.4212.62.2017.KGa z dn. 14.12.2017 r.; Zmiana Taryfy nr 6 – decyzja URE znak: DRG-DRG-2.4212.1.2018.KGa z dn. 14.03.2018 r.; Zmiana nr 2 Taryfy nr 6 – decyzja URE znak: DRG-DRG-2.4212.30.2018.KGa z dn. 25.07.2018 r.);
- ➔ PSG Sp. z o.o. – Taryfa nr 6 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, z terminem obowiązywania do dnia 31 grudnia 2018 r. (decyzja URE znak DRG-DRG-2.4212.71.2018.AIK z dn. 25.01.2018 r.).

Cenę gazu dla odbiorców innych niż odbiorcy paliw gazowych w gospodarstwach domowych przyjęto według taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. ustaloną w Cenniku „Gaz dla Biznesu" nr 2. Cennik obowiązuje od dnia 16.06.2018 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 na-

stępujące kryteria: rodzaj paliwa gazowego, moc umowną, roczną ilość pobieranego paliwa gazowego oraz system rozliczeń. Kryteria te określa Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (aktualne rozporządzenie z dnia 15 marca 2018 r. Dz.U. 2018 poz. 640).

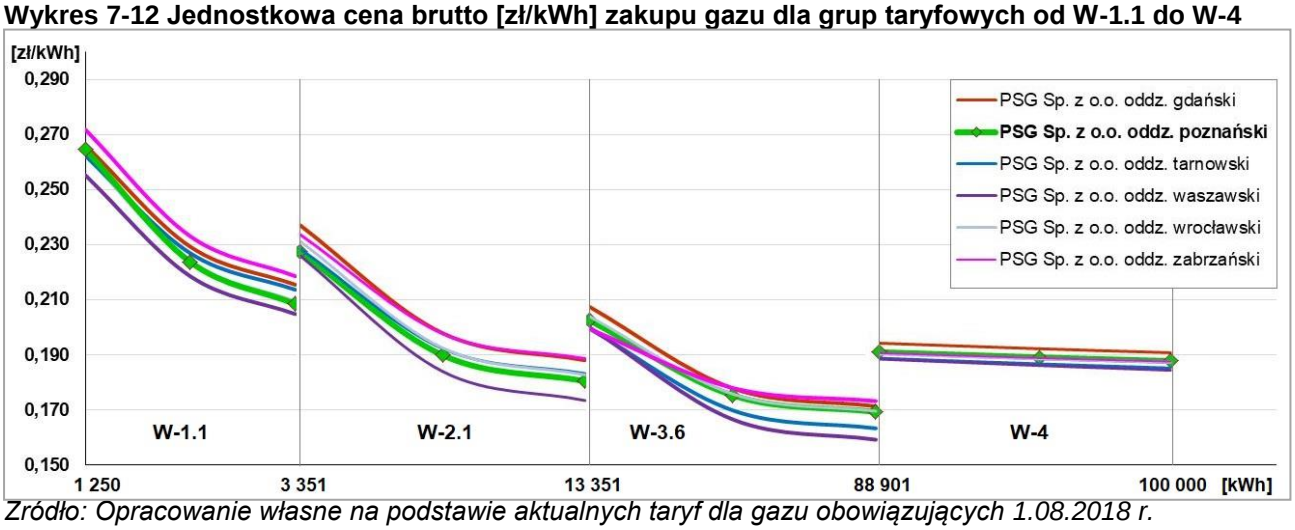
Zgodnie z postanowieniami Ustawy z dnia 6 grudnia 2008 roku o podatku akcyzowym (teks jednolity: Dz.U. 2018 poz. 1114 ze zm.) począwszy od dnia 1 listopada 2013 roku sprzedaż paliwa gazowego podlega opodatkowaniu akcyzą. Stawki akcyzy dla paliwa gazowego są zróżnicowane ze względu na jego przeznaczenie.
Istotne z punktu widzenia konsumenta jest zwolnienie z akcyzy sprzedaży paliwa gazowego przeznaczonego do celów opałowych w gospodarstwach domowych. Celem opałowym jest np. wykorzystanie paliwa gazowego do ogrzewania pomieszczeń, ogrzewania wody użytkowej lub podgrzewania posiłków.
Ponadto od dnia 1 sierpnia 2014 r. zmianie uległa jednostka rozliczenia zużycia gazu ziemnego, w związku z czym, przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz wykonujące usługę przesyłu i dystrybucji dokonują rozliczenia z odbiorcami w jednostkach energii – kilowatogodzinach [kWh].

Tak więc opłata za dostarczony gaz stanowi sumę stawek z taryf obu ww. przedsiębiorstw gazowniczych dla danej grupy taryfowej, tj.:

- ➔ opłaty za pobrane paliwo, będącej iloczynem wielkości zużytego gazu przeliczonej na kWh (za pomocą współczynnika konwersji) i ceny za paliwo gazowe (w zł/kWh);
- ➔ opłaty stałej za usługę przesyłową:
  - dla odbiorców z grup W-1.1 do W-4 jest ona stała i określona w złotych za miesiąc;
  - dla odbiorców z grup W-5 do W-7C jest ona iloczynem zamówionego godzinowego zapotrzebowania gazu w kWh, liczby godzin w okresie rozliczeniowym i stawki za usługę przesyłową;
- ➔ opłaty zmiennej za usługę przesyłową, będącej iloczynem wielkości zużytego gazu przeliczonej na kWh (za pomocą współczynnika konwersji) i stawki zmiennej za usługę przesyłową (w zł/kWh);
- ➔ miesięcznej stałej opłaty abonamentowej (w zł/m-c).

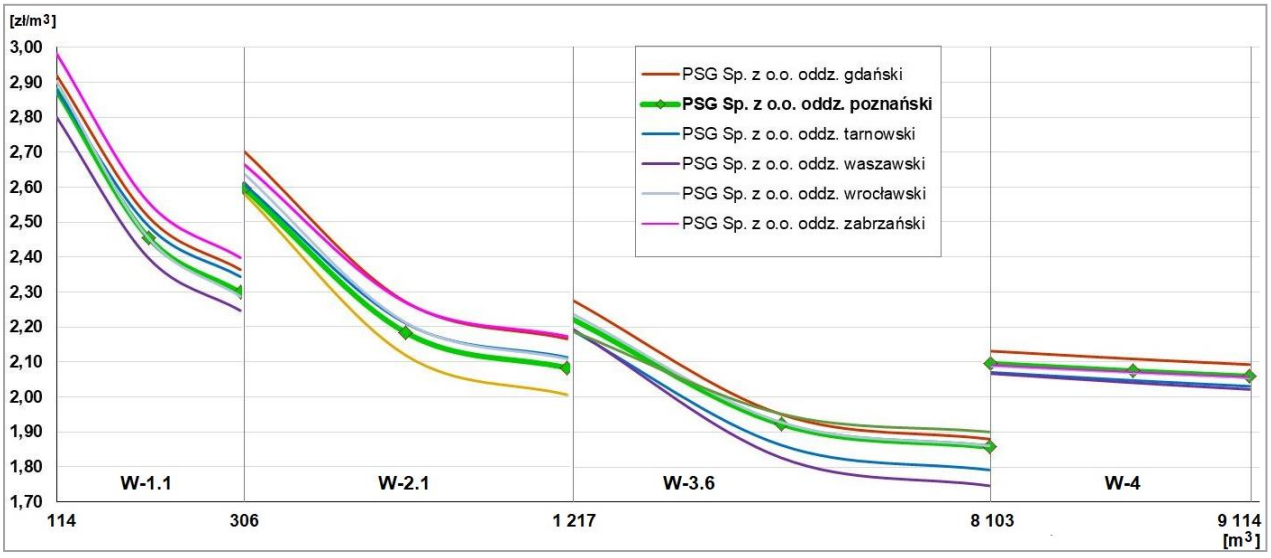
Na poniższych wykresach przedstawiono jednostkowy koszt brutto zakupu gazu (w zł/kWh oraz po przeliczeniu na zł/Nm^3) w 2018 roku dla grup taryfowych W-1.1 do W-4 (dla gospodarstw domowych zwolnionych z akcyzy) dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w poszczególnych grupach.
Wartości na wykresach uwzględniają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

Wykres 7-12 Jednostkowa cena brutto [zł/kWh] zakupu gazu dla grup taryfowych od W-1.1 do W-4



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla gazu obowiązujących 1.08.2018 r.

Wykres 7-13 Jednostkowa cena brutto [zł/m^3] zakupu gazu dla grup taryfowych od W-1.1 do W-4

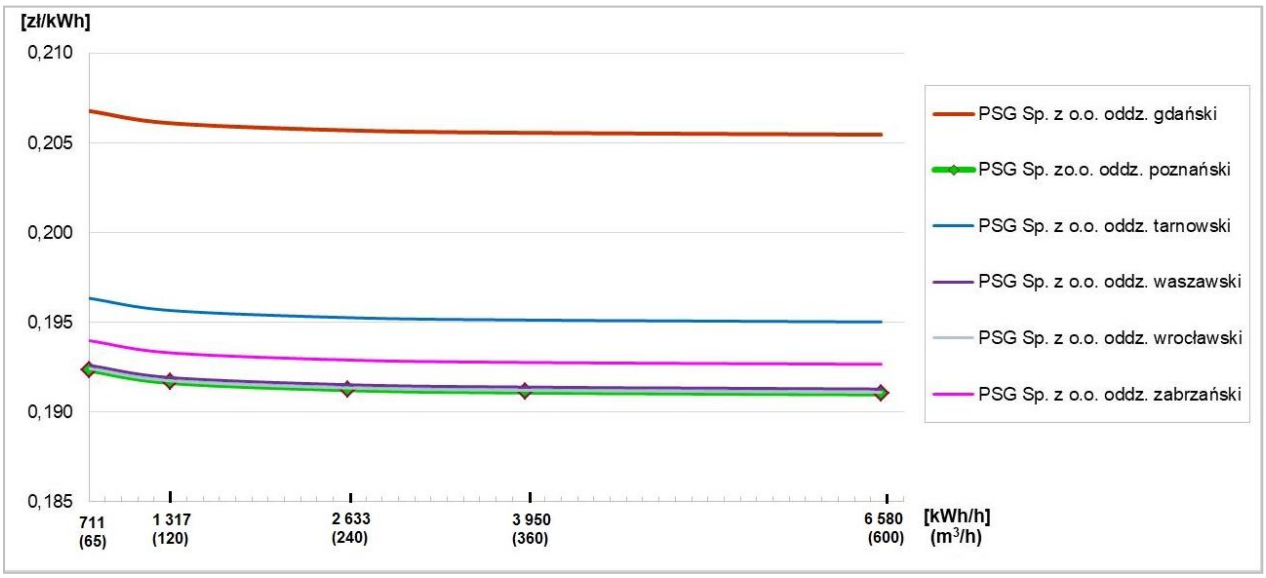


Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla gazu obowiązujących 1.08.2018 r.

Wnioskiem nasuwającym się po analizie powyżej przedstawionych wykresów jest łatwo zauważalna różnica w opłatach za gaz przez odbiorców, którzy znajdują się na granicy grup taryfowych. Przykładowo odbiorca poznański znajdujący się w grupie taryfowej W-3.6 i zużywający rocznie 8 102 Nm^3 gazu zapłaci rocznie około 1 930 zł mniej niż odbiorca z grupy W-4 zużywający 8 103 Nm^3.

Na kolejnych dwóch wykresach pokazano różnice w jednostkowym koszcie brutto gazu (cena u odbiorcy) oraz jednostkowym koszcie brutto dystrybucji gazu dla taryfy W-6, w podziale na poszczególne oddziały PSG Sp. z o.o.

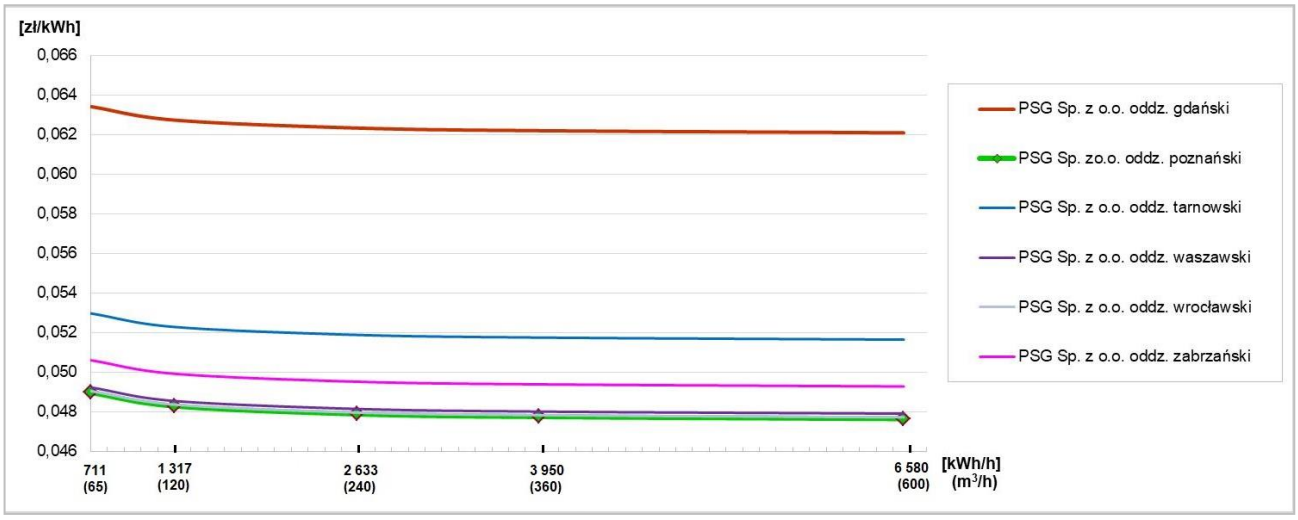
Wykres 7-14 Jednostkowy koszt brutto gazu u odbiorcy dla taryfy W-6A



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla gazu obowiązujących 1.08.2018 r.

Cena gazu dla wszystkich oddziałów PSG Sp. z o.o. jest stała i dla taryfy W-6A wynosi 0,12 zł/kWh (w przeliczeniu: 1,28 zł/m^3).

Wykres 7-15 Jednostkowy koszt brutto dystrybucji gazu dla taryfy W-6A



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla gazu obowiązujących 1.08.2018 r.

Powyższe wykresy pokazują, że ceny gazu w Oddziale w Poznaniu są znacznie niższe w porównaniu do pozostałych miast w zestawieniu. Natomiast najwyższe ceny gazu obecnie są w Oddziale w Gdańsku, zarówno dla jednostkowego kosztu gazu, jak i jednostkowego kosztu dystrybucji gazu. Obserwowane trendy nie zmieniają się od stanu z roku 2014 opisywanego w poprzedniej aktualizacji „Założeń…”.

7.4 Dynamika wzrostu cen nośników energii

7.4.1 Wprowadzenie

Polski sektor energetyczny stoi od wielu lat przed poważnymi wyzwaniami. W obliczu konieczności zaspokojenia wysokiego krajowego zapotrzebowania na energię, przy nieadekwatnym poziomie rozwoju infrastruktury wytwórczej i transportowej paliw i energii, wobec znacznego stopnia uzależnienia od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego, niemal pełnego uzależnienia od zewnętrznych dostaw ropy naftowej oraz konieczności wypełnienia międzynarodowych zobowiązań w zakresie ochrony środowiska, istnieje konieczność podjęcia zdecydowanych i konsekwentnych działań zapobiegających pogorszeniu się sytuacji odbiorców końcowych paliw i energii. Sytuację komplikuje szereg niekorzystnych zjawisk jakie wystąpiły w ostatnich latach w gospodarce światowej, przejawiających się w istotnych wahaniach cen surowców energetycznych przy stale wzrastającym zapotrzebowaniu na energię, w tym również notowanym w krajach rozwijających się. Awarie systemów energetycznych oraz wysokie zanieczyszczenie środowiska, a także wzrastający poziom ogólnych napięć międzynarodowych sprawiają, że wymagane staje się nowe podejście do prowadzenia racjonalnej polityki energetycznej. Istotnymi czynnikami mającymi bezpośredni wpływ na cenę nośników energii są także regulacje UE w szczególności w zakresie ochrony środowiska naturalnego i efektywności energetycznej.

7.4.2 Założenia do analizy

Przeprowadzona analiza obejmuje prognozę cen poszczególnych nośników energetycznych do roku 2035 włącznie.

Założenia podstawowe przyjęte do wykonania prognozy cen ciepła:

- jako bazę dla wyliczenia prognozy cen ciepła wytwarzanego w źródłach systemowych i przesyłanego przez system ciepłowniczy przyjęto taryfy obowiązujące w latach 2010-2018 przedsiębiorstwa ciepłowniczego;
- jako bazę dla wyliczenia prognozy cen gazu sieciowego przyjęto taryfy obowiązujące w latach 2010-2018 oraz wykorzystano podział na grupy odbiorców zgodnie z podziałem wynikającym z taryfy gazowej;
- bazę dla wyliczenia prognozy cen gazu płynnego (LPG) wykonano w oparciu o dostępne oferty rynkowe z lat 2010-2018;
- bazę dla wyliczenia prognozy cen węgla kamiennego wykonano w oparciu o dostępne oferty rynkowe z lat 2010-2018;
- bazę dla wyliczenia prognozy cen oleju opałowego wykonano w oparciu o dostępne oferty rynkowe z lat 2010-2018;
- jako bazę dla wyliczenia prognozy cen energii elektrycznej przyjęto taryfy obowiązujące w latach 2010-2018 oraz wykorzystano podział na grupy odbiorców zgodnie z podziałem wynikającym z taryfy.

Analiza cen została wykonana z uwzględnieniem podatku VAT.
W niniejszym opracowaniu, w celu określenia przyszłościowej dynamiki wzrostu cen energii, wykorzystano również informacje zawarte w dokumencie Rady Polityki Pieniężnej pt.

„Raport o inflacji" z lipca 2018 r., przedstawiającym ocenę dotyczącą przebiegu bieżących i przyszłych procesów makroekonomicznych wpływających na inflację.
Ponadto w załączniku do „Wytycznych w zakresie zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020" przedstawiono warianty rozwoju gospodarczego Polski. Do dalszych analiz, dla potrzeb niniejszego opracowania, przyjęto inflację wariantu podstawowego, wynoszącą w latach 2018-2019 2,3%, natomiast od 2020 r. 2,5%.

7.4.3 Prognoza zmiany ceny ciepła sieciowego

Ciepło na terenie miasta Poznania dostarczane jest za pomocą systemu ciepłowniczego eksploatowanego przez VEOLIA Energia Poznań S.A. Wysokość cen ciepła z miejskiego systemu ciepłowniczego uzależniona jest przede wszystkim od kosztów paliwa niezbędnego w procesie wytwórczym oraz prowadzonych inwestycji związanych czy to z modernizacją źródła i sieci, czy też budową nowych instalacji. Dodatkowym, istotnym czynnikiem bezpośrednio wpływającym na ostateczną cenę ciepła jest dostosowanie źródeł ciepła do obowiązujących norm emisyjnych w perspektywie roku 2021 oraz rosnąca cena uprawnień do emisji CO_2. Analizując taryfy dla ciepła przedsiębiorstwa z lat ubiegłych można stwierdzić wzrost opłat za ciepło pochodzące z msc Podobna sytuacja z tendencją wzrostową utrzymuje się również w innych miastach w Polsce, jednak charakteryzują się one dużą nierównomiernością rocznego wzrostu opłat.

W celu przeprowadzenia prognozy założono dwa warianty rozwiązań.

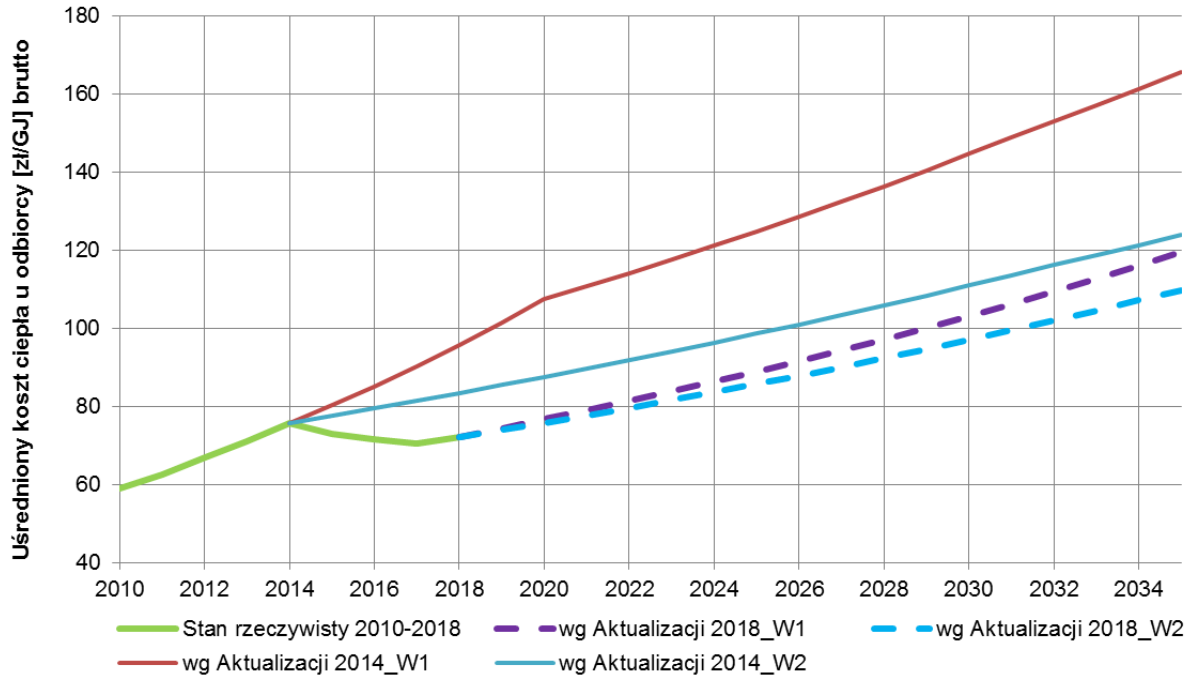
WARIANT W1
Prognozę cen ciepła sieciowego oparto o ceny bazowe przyjęte na podstawie stanu rzeczywistego za lata 2010-2018 taryf VEOLIA Energia Poznań S.A. na terenie Miasta Poznania dla grupy taryfowej E/WS1 - Odbiorcy ciepła w postaci gorącej wody, wytworzonego w elektrociepłowni Karolin oraz źródle ciepła SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. (ITPOK w Poznaniu), dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy do węzłów odbiorcy. Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen ciepła za ostatnie 8 lat, który wynosił ok. 3%. Założono, że powyższa tendencja będzie utrzymywała się w kolejnych latach, co prawdopodobnie uwarunkowane będzie regulacjami prawnymi wprowadzonymi Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (tzw. Dyrektywa IED) oraz przyjęte w dniu 28 kwietnia 2017 r. tzw. konkluzje BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania (LCP) oraz ponoszeniem opłat za emisję związaną z CO_2.

WARIANT W2
Prognozę cen ciepła sieciowego opracowano na podstawie wskaźnika inflacji wynoszącym w latach 2018-2019 2,3%, natomiast od 2020 r. 2,5%.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów wytworzenia w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono sytuację aktualną oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła systemowego łącznie u odbiorcy na terenie Poznania w dwóch wariantach oraz dla porównania także prognozę z roku 2014.

Wykres 7-16 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła systemowego w Poznaniu



Wg powyższej prognozy opłaty za ciepło będą systematycznie wzrastać. Cena ciepła wzrośnie z około 72 zł/GJ brutto w roku 2018 do poziomu około 110 zł/GJ brutto wg W1 i 120 zł/GJ brutto wg W2 w roku 2035. Prognozowany uśredniony koszt ciepła powinien przyszłościowo (w okresie założonej prognozy) znajdować się w granicach wyznaczonych przez warianty W1 i W2. W porównaniu z prognozą z roku 2014 w wariancie W2 linie trendu w roku 2035 są zbliżone do siebie w okolicach 120 PLN/GJ brutto. Prognoza z 2014 roku w wariacie W1 znacząco odbiega od obecnych wartości z powodu odwrócenia trendu wzrostowego w latach 2014-2017, co istotnie wpłynęło na średnioroczny wskaźnik wzrostu ceny ciepła w przyszłości (spadek z 6% do 3% r/r).

7.4.4 Prognoza zmiany ceny gazu sieciowego i płynnego

Ceny gazu ziemnego w dużej mierze uzależnione są od giełdowych notowań cen ropy naftowej i węgla. Światowe ceny ropy naftowej podlegają dużym wahaniom, które są przede wszystkim wynikiem zmian w sytuacji geopolitycznej na świecie. Przewidywanie tego rodzaju zmian w długim okresie jest trudne, w związku z czym prognozowanie cen ropy naftowej i w konsekwencji cen gazu jest obarczone dużym błędem. Na podstawie analizy danych historycznych można stwierdzić, iż ceny ropy naftowej w długim okresie, po wyeliminowaniu różnego rodzaju wahań, wykazują trend wzrostowy. Z dużą dozą prawdopodobieństwa można stwierdzić, iż ten trend zostanie zachowany w przyszłości ze względu na stopniowe wyczerpywanie się zasobów tego surowca.

Na wzrost cen gazu wpływ mogą mieć następujące czynniki:

- nałożenie podatku akcyzowego na węgiel kamienny, co może przełożyć się na wzrost cen tego paliwa dla odbiorców oraz rezygnację z ogrzewania obiektów kotłami węglowymi na rzecz kotłów na paliwo gazowe i odnawialnych źródeł energii,
- budowa gazoportu w Świnoujściu mająca na celu dywersyfikację dostaw gazu do Polski – koszty importu gazu poprzez gazoport są wyższe od tradycyjnego importu gazociągiem,
- restrykcyjna polityka ekologiczna Unii Europejskiej mająca na celu ograniczenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery poprzez znaczną redukcję zużycia węgla kamiennego na rzecz bardziej przyjaznych środowisku paliw gazowych oraz odnawialnych źródeł energii,
- bezpieczeństwo dostaw gazu z kierunku wschodniego w świetle uwarunkowań geopolitycznych i konfliktu Ukraina – Rosja.

Prognoza cen gazu sieciowego

W celu przeprowadzenia prognozy założono dwa warianty rozwiązań.

WARIANT W1

Prognozę cen gazu sieciowego wykonano w oparciu o ceny bazowe przyjęte na podstawie stanu rzeczywistego za lata 2010-2018 wg taryf dla gazu ziemnego Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz PGNiG S.A.

Do analizy przyjęto dwie grupy taryfowe W-3.6 oraz W-6.1. Zużycie gazu dla taryfy W-3.6 założono na poziomie 4 000 Nm^3/rok, natomiast dla W-6.1 na poziomie 120 Nm^3/h. Sprawność urządzenia przetwarzającego przyjęto na poziomie 90%, zaś wartość opałową roczną 35,5 MJ/Nm^3. Cenę gazu odniesiono do jednostki ciepła to jest do 1 GJ wytwarzanej energii.

Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen gazu za ostatnie 8 lat dla grupy taryfowej W-3.6 na poziomie ok. 1%, natomiast dla grupy taryfowej W-6.1 – 2%. Przedstawiona tendencja wzrostowa będzie utrzymywać się na jednakowym poziomie do końca okresu założonej prognozy, tj. do 2035 r.

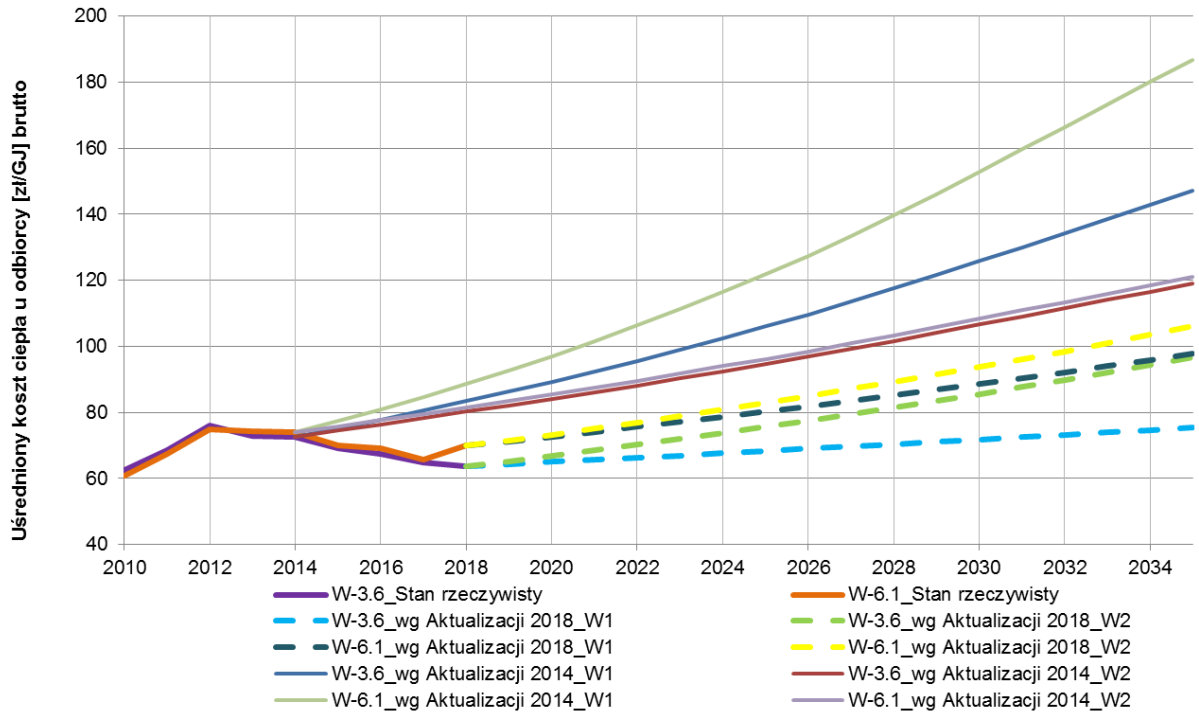
WARIANT W2

Prognozę cen gazu opracowano na podstawie wskaźnika inflacji wynoszącym w latach 2018-2019 2,3%, natomiast od 2020 r. 2,5%.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono sytuację aktualną oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła z gazu sieciowego łącznie u odbiorcy na terenie Poznania w rozbiciu na warianty. Wykres obejmuje dwie wcześniej omawiane grupy taryfowe z podziałem na: stan rzeczywisty za lata 2010-2018 oraz prognozę do 2035 r. w rozbiciu na W1 i W2 wg Aktualizacji 2018. Na wykresie uwzględniono także prognozę z roku 2014.

Wykres 7-17 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła z gazu sieciowego w Poznaniu



Z powyższego wynika, że w ciągu następnych 17 lat koszt ciepła z gazu ziemnego może wzrosnąć o około 18% wg W1 oraz o około 52% wg W2 dla gospodarstw domowych, natomiast dla przedsiębiorstw o około 40% wg W1 oraz o około 52% wg W2. Prognozowany uśredniony koszt gazu powinien przyszłościowo (w okresie założonej prognozy) znajdować się w granicach wyznaczonych przez warianty W1 i W2. Prognozowana cena przedstawiona na powyższym wykresie obrazuje liniowy wzrost w perspektywie roku 2035 i nie obrazuje ewentualnych chwilowych odchyleń od linii trendu. Niemniej jednak wg obecnych informacji wzrost ceny gazu na rok 2019 może wynieść 10-15% r/r. Linie trendu ze względu na spadek ceny w latach 2014-2018 uległy znacznemu wypłaszczeniu i jednocześnie przesunięciu.

Prognoza cen gazu płynnego (LPG)

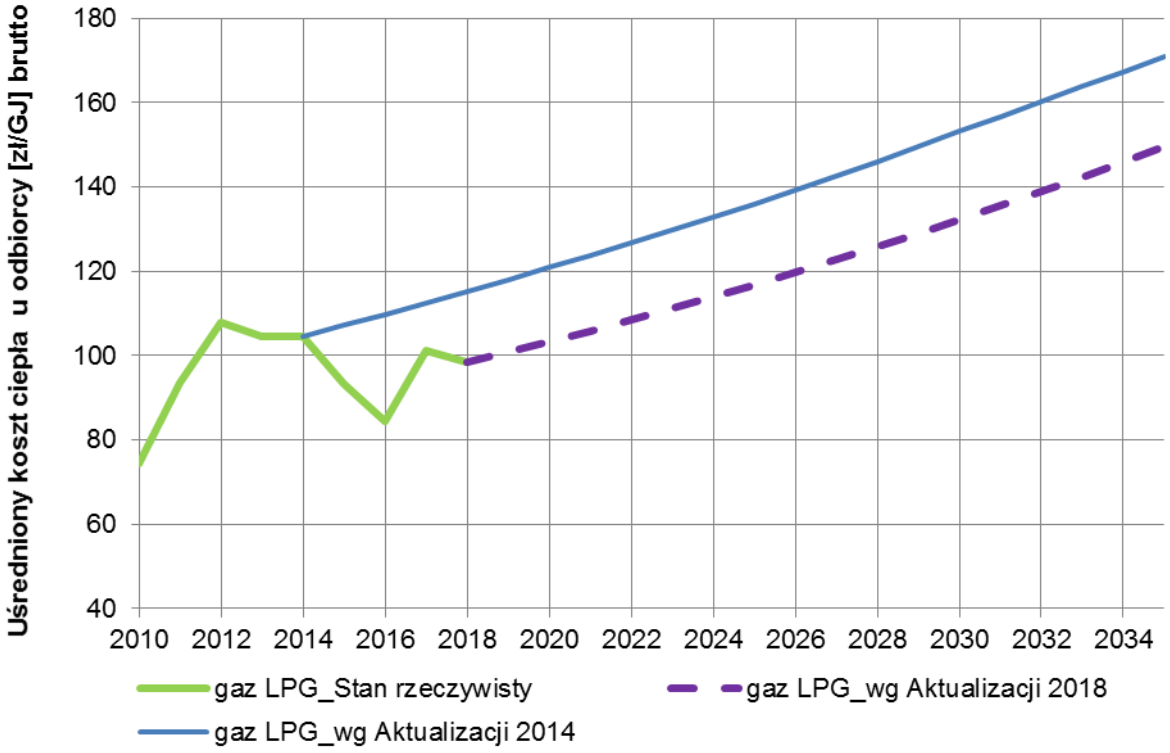
LPG (mieszanina propanu i butanu) najczęściej stosowany jest na terenach niezurbanizowanych, gdzie nie ma dostępu do instalacji gazu ziemnego. Głównym konsumentem LPG są gospodarstwa domowe, wykorzystujące gaz do gotowania (kuchenki gazowe) i ogrzewania (instalacje zbiornikowe na gaz płynny, przenośne ogrzewacze na butle gazowe).

Prognozę cen gazu LPG wykonano w oparciu o oferty rynkowe za lata 2010-2018. Do analizy przyjęto wartość opałową równą 46 MJ/kg. Cenę gazu LPG odniesiono do jednostki ciepła to jest do 1 GJ.

Prognozę cen gazu opracowano na podstawie wskaźnika inflacji wynoszącym w latach 2018-2019 2,3%, natomiast od 2020 r. 2,5%.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Wykres 7-18 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła z gazu płynnego (LPG) w Poznaniu



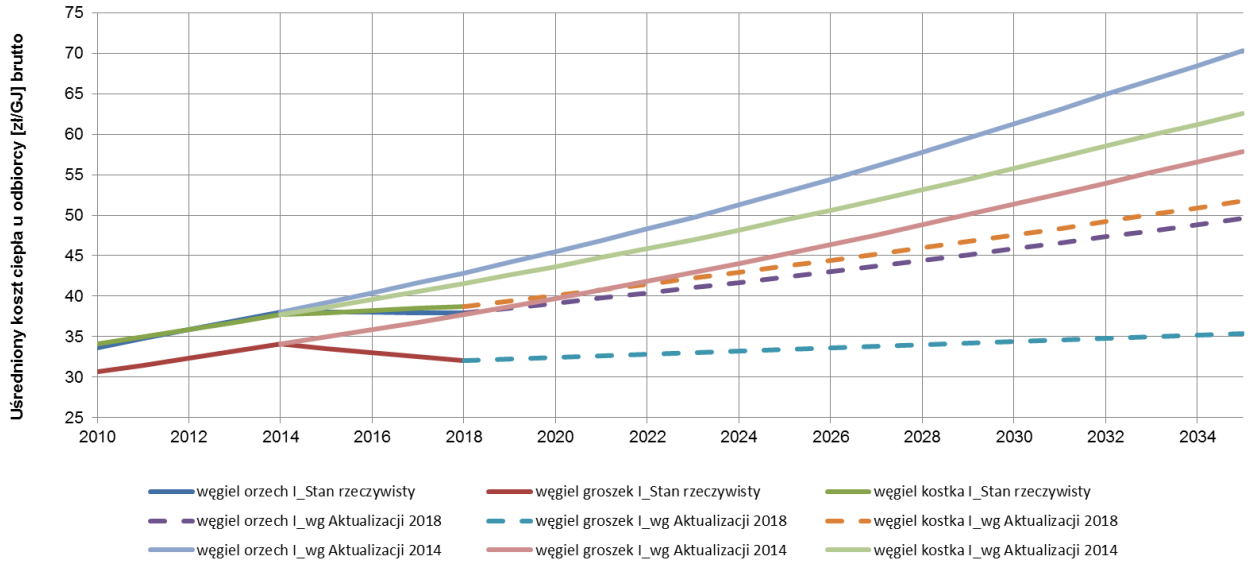
Wg powyższej prognozy opłaty za ciepło pochodzące z gazu LPG będą systematycznie wzrastać. Cena ciepła w ciągu następnych 17 lat może wzrosnąć o około 52% do poziomu ok. 150 PLN/GJ. Linia trendu w stosunku do prognozy z roku 2014 uległa jedynie przesunięciu ze względu na niższy poziom ceny bazowej w roku 2018.

7.4.5 Prognoza zmiany ceny węgla kamiennego

Kształtowanie się cen węgla kamiennego w Polsce uwarunkowane jest sytuacją na rynkach międzynarodowych. Ceny węgla w Polsce nie mogą znacząco odbiegać od cen węgla importowanego do Unii Europejskiej. Analizując ceny można zauważyć, iż w ciągu lat 2010-2014 w związku z boomem gospodarczym na świecie wywołanym głównie przez gospodarkę USA oraz Chin, ceny importowanego węgla wykazywały trend rosnący. Niemniej jednak w latach 2015-2018 trend ten znacząco wyhamował. Obecnie prognozuje się, że cena węgla ponownie rozpocznie trend wzrostowy, natomiast oczekiwane spowolnienie gospodarcze w najbliższych latach oraz ograniczenia środowiskowe wprowadzane w UE i związane z tym koszty wykorzystania węgla spowodować mogą istotne ograniczenie wykorzystania tego paliwa w celach energetycznych. Takie uwarunkowania z pewnością będą miały istotny wpływ na cenę węgla w kolejnych 5-10 latach.

Prognozę cen węgla kamiennego wykonano w oparciu o ceny węgla w latach 2010-2018. Do analizy przyjęto węgiel sortymentu: orzech I, groszek I, kostka I. Cenę węgla kamiennego odniesiono do jednostki ciepła to jest do 1 GJ.

Wykres 7-19 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła z węgla kamiennego w Poznaniu



Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen węgla za ostatnie 8 lat:

- orzech I – 1,6%,
- groszek I – 0,6%,
- kostka I – 1,7%.

Przedstawiona tendencja wzrostowa będzie utrzymywać się na jednakowym poziomie do końca okresu założonej prognozy, tj. do 2035 r. Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Z wykresu wynika, że w ciągu następnych 17 lat koszty ciepła z węgla kamiennego wzrosną w granicach od 10% do 34%. Istotny wpływ na cenę węgla będą miały wprowadzane obostrzenia środowiskowe UE dot. zanieczyszczenia powietrza i ceny uprawnień do emisji CO_2.

Przedstawione analizy nie dotyczą węgla energetycznego wykorzystywanego w źródłach zawodowych (ciepłownie, elektrociepłownie i elektrownie), gdzie ceny paliwa w ostatnich kilku latach istotnie się obniżyły do poziomu ok. 240 PLN netto/Mg, by w roku 2018 wzrosnąć nawet do poziomu powyżej 400 PLN netto/Mg.

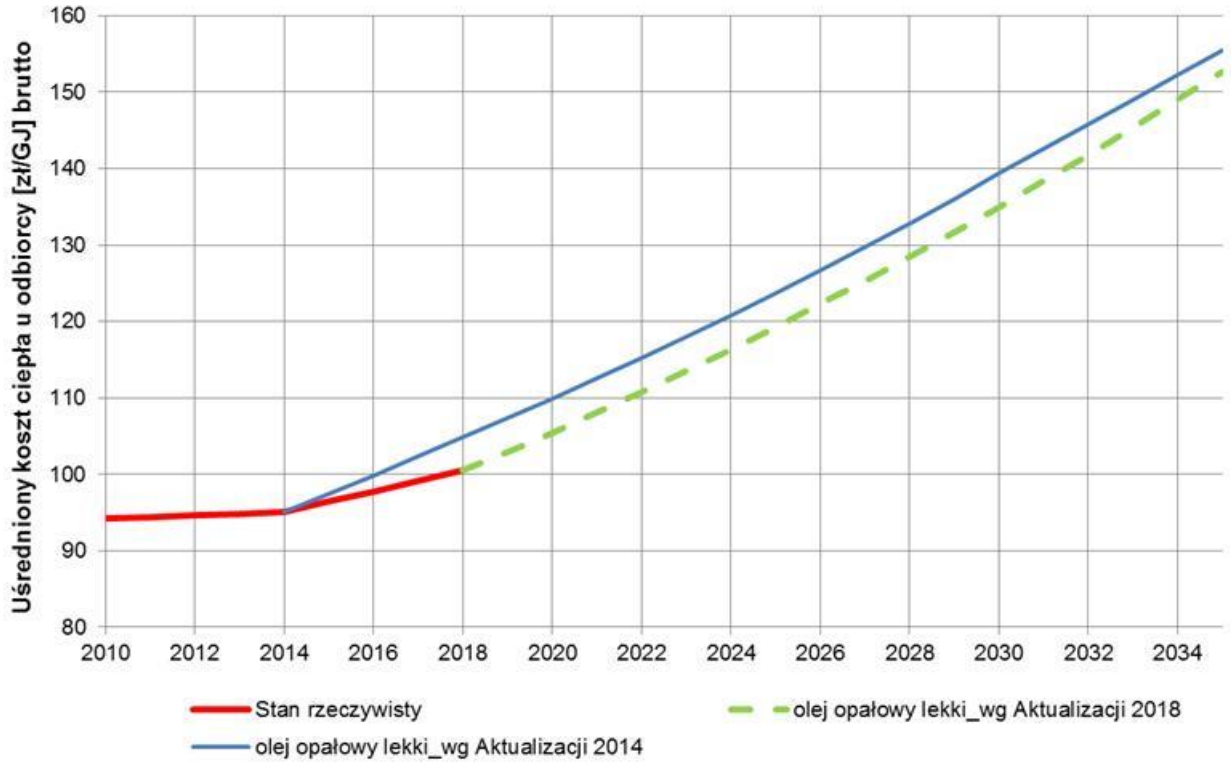
7.4.6 Prognoza zmiany ceny oleju opałowego

Wysokość cen oleju opałowego uzależniona jest od tych samych czynników, które wpływają na kształtowanie się światowych cen gazu ziemnego. Jednakże wskaźnik korelacji kształtowania się cen oleju opałowego w stosunku do cen ropy naftowej jest większy niż ten sam wskaźnik obliczony dla cen gazu ziemnego i ropy naftowej.

Prognozę cen oleju opałowego wykonano w oparciu o dane historyczne z lat 2010-2018. Do analizy przyjęto olej opałowy lekki o wartości opałowej równej 43 MJ/kg i sprawności urządzeń przetwarzających na poziomie 85%. Cenę oleju opałowego odniesiono do jednostki ciepła, to jest do 1 GJ.

Prognozę cen opracowano na podstawie wskaźnika inflacji wynoszącym w latach 2018-2019 2,3%, natomiast od 2020 r. 2,5%.

Wykres 7-20 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła z oleju opałowego w Poznaniu



Z przedstawionej prognozy wynika, iż cena ciepła z oleju opałowego wzrośnie do 2035 r. o około 52% do poziomu 150 PLN/GJ brutto.

7.4.7 Prognoza zmiany ceny energii elektrycznej

W przyszłości na ceny energii elektrycznej będą wpływać dwa zasadnicze czynniki, a mianowicie: liberalizacja rynku energii elektrycznej oraz konieczność dostosowania polskiej energetyki do norm Unii Europejskiej w zakresie ochrony środowiska. Zmiany cen energii elektrycznej będą wypadkową działania tych dwóch czynników.

W celu przeprowadzenia prognozy założono dwa warianty rozwiązań.

WARIANT W1

Prognozę cen energii elektrycznej oraz stawek opłat za usługi przesyłowe dla grupy taryfowej G11 w układzie 1-fazowym oparto o ceny bazowe przyjęte na podstawie stanu rzeczywistego za lata 2010-2018 taryf przedsiębiorstw: ENEA Operator Sp. z o.o. oraz ENEA S.A. działających na terenie miasta Poznania. Założono zużycie energii elektrycznej na poziomie 2 000 kWh rocznie.

Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen energii elektrycznej za ostatnie 8 lat dla grupy taryfowej G11, wynoszący 0,8%. Przedstawiona tendencja wzrostowa będzie utrzymywać się na jednakowym poziomie do końca okresu założonej prognozy, tj. do 2035 r.

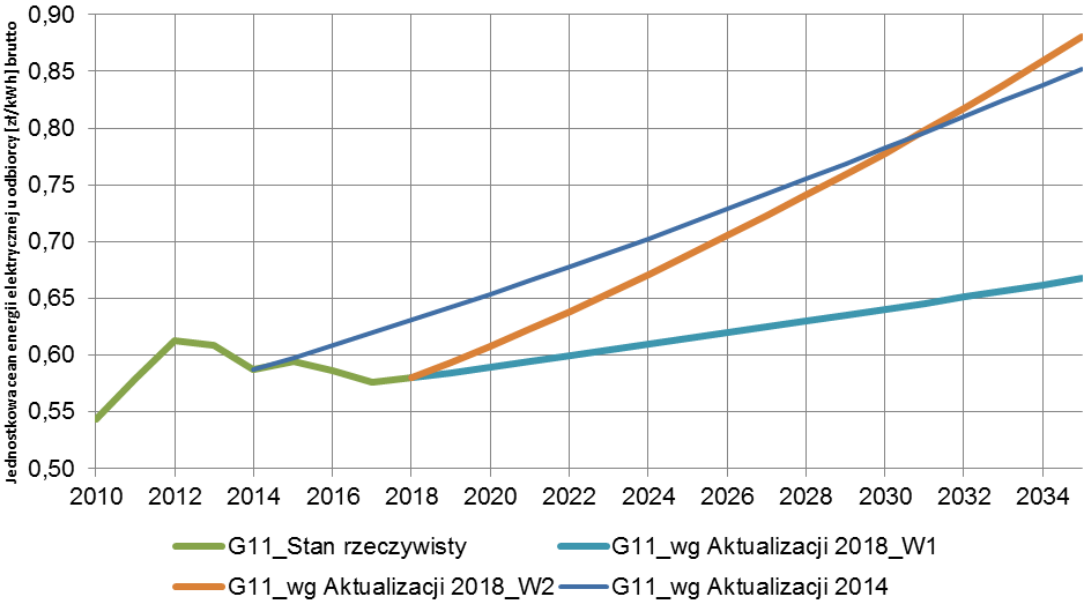
WARIANT W2

Prognozę cen opracowano na podstawie wskaźnika inflacji wynoszącym w latach 2018-2019 2,3%, natomiast od 2020 r. 2,5%.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono aktualną sytuację oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła z energii elektrycznej na terenie Poznania w rozbiciu na warianty.

Wykres 7-21 Prognoza cen energii elektrycznej w Poznaniu



Zgodnie z przedstawioną prognozą przeciętne ceny energii elektrycznej wzrosną w rozpatrywanym okresie o około 15% dla W1 oraz o około 52% dla W2. Prognozowany uśredniony koszt energii elektrycznej powinien przyszłościowo (w okresie założonej prognozy) znajdować się w granicach wyznaczonych przez warianty W1 i W2. Niemniej jednak zmiany ceny energii elektrycznej r/r mogą znacząco odchylać się do wskazanych na wykresie linii trendu. Wg aktualnych informacji cena energii elektrycznej na rok 2019 przy zakupie pozataryfowym będzie wyższa od obecnej o ok. 60%. Gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej r/r spowodowany jest głównie koniecznością dostosowania/odbudowy systemowych elektrowni do wymagań środowiskowych oraz wzrostem ceny uprawień do emisji CO_2 z poziomu ok. 5 euro/Mg w roku 2017 do poziomu ok. 20 euro/Mg w roku 2018.

7.4.8 Podsumowanie prognozowania cen nośników energii

Z powyższych analiz wynika, iż ceny nośników energii w okresie docelowym czyli do 2035 r. mogą wykazywać trend rosnący. Powodem tej sytuacji będzie polityka proekologiczna wprowadzona przez Unię Europejską, jak również wzrost zapotrzebowania głównie na paliwa energetyczne na rynku krajowym. Trend wzrostowy może ulegać w krótkim okresie odwróceniu lub gwałtownemu przyspieszeniu, na co wpływ mogą mieć zmiany na światowych rynkach finansowych, jak również sytuacja gospodarcza krajów będących największymi producentami i konsumentami surowców energetycznych. Jednakże czynniki te nie powinny trwale wpłynąć na długoterminowy trend wzrostowy cen nośników energii.

8. Trafność prognozowań, ocena rozwoju systemów energetycznych i stopnia realizacji, priorytetów i postulatów oraz zadań przyjętych we wcześniej uchwalonych „Założeniach…" i ich aktualizacjach

8.1 Wprowadzenie

Niniejsza ocena realizacji zadań, priorytetów i postulatów lub zaleceń jakie znalazły się w dotychczas przyjętych „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Poznania", które stanowią realizację obowiązku ustawowego wg Art. 19 ustawy Prawo energetyczne, opracowana została na podstawie treści dokumentów stanowiących załączniki do Uchwał Rady Miasta Poznania zatwierdzających opracowane projekty:

- „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" – Uchwała Nr LXXVII/905/III/2002 z dnia 5 lutego 2002 r.,
- „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" – Uchwała Nr XV/165/VI/2011 z dn. 12 lipca 2011r.,
- „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" – Uchwała Nr XI/88/VII/2015 z dn. 5 maja 2015 r.

oraz aktualnych na 31.12.2017 r. informacji uzyskanych od poszczególnych zainteresowanych instytucji, w tym przedsiębiorstw energetycznych. Dla lepszej przejrzystości wyniki analizy przedstawiono w układzie sektorów energetyki.

Porównanie trafności prognozowania przeprowadzono biorąc pod uwagę stany rzeczywiste na lata 2009, 2013, 2017, jako bazowe dla opracowywanych prognoz z ostatniego okresu o relatywnie stabilnych, dających się przewidzieć trendach zmian zarówno w zakresie rozwoju miasta oraz wynikających z tego poziomu potrzeb energetycznych, jak i nadążnych kierunkach działań związanych z rozbudową obsługujących ich systemów energetycznych.

Punktem wyjścia dla oceny trafności prognozowanych potrzeb energetycznych dla miasta oraz doboru właściwych kierunków działań na systemach energetycznych mających zapewnić bezpieczeństwo dostaw nośników energii jest przyjęcie właściwego tempa rozbudowy miasta, przede wszystkim w sektorze budownictwa mieszkaniowego oraz nadążnej za nim strefy usług jako wiodącego i najbardziej przewidywalnego. Trudniejsze w ocenie jest prognozowanie w sektorze przemysłu z uwagi na charakterystykę i wielkość mogącego pojawić się znaczącego odbiorcy, jak również specyficzne indywidualne wymagania.

Zwraca się uwagę na występujące wahania dotyczące tempa rozwoju miasta widoczne w szczególności w sferze budownictwa mieszkaniowego, gdzie powtarza się w cyklach cztero-pięcioletnich na przemian okres wzrostu i spowolnienia tempa rozwoju zasobów mieszkaniowych. Z uwagi na to, że niniejsza aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w nośniki energii jest dokumentem mającym charakter dokumentu strategicznego i ma na celu oszacowanie zarówno potrzeb energetycznych, jak i wynikających z tego wymagań dotyczących kierunków rozwoju systemów energetycznych miasta w perspektywie długo-

terminowej (tj. co najmniej okresu piętnastoletniego wg art. 19 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne), celowym jest określenie najbardziej prawdopodobnego scenariusza dla warunków uśrednionych z założeniem możliwego odchylenia w granicach ± 10%.
W celu uwzględnienia mogących występować zmian wynikających z uwarunkowań zewnętrznych w wymienionych dokumentach w ramach prowadzonych analiz rozpatrywane były 3 warianty rozwoju:

- Zrównoważony (scenariusz optymalny) – najbardziej prawdopodobny,
- Optymistyczny (scenariusz maksimum) – zakładający przyśpieszenie tempa rozwoju dla wszystkich stref,
- Stagnacyjny (scenariusz minimum) – zakładający istotne obniżenie tempa rozwoju miasta.

Przedstawione w dalszej części zestawienia wskazują na trafność prognozowania zbliżoną do wariantu zrównoważonego z wyraźną tendencją w kierunku przyśpieszenia w zakresie tempa rozwoju miasta oraz nadążnie poziomu zapotrzebowania na energię, w tym w szczególności ciepło systemowe oraz energię elektryczną.

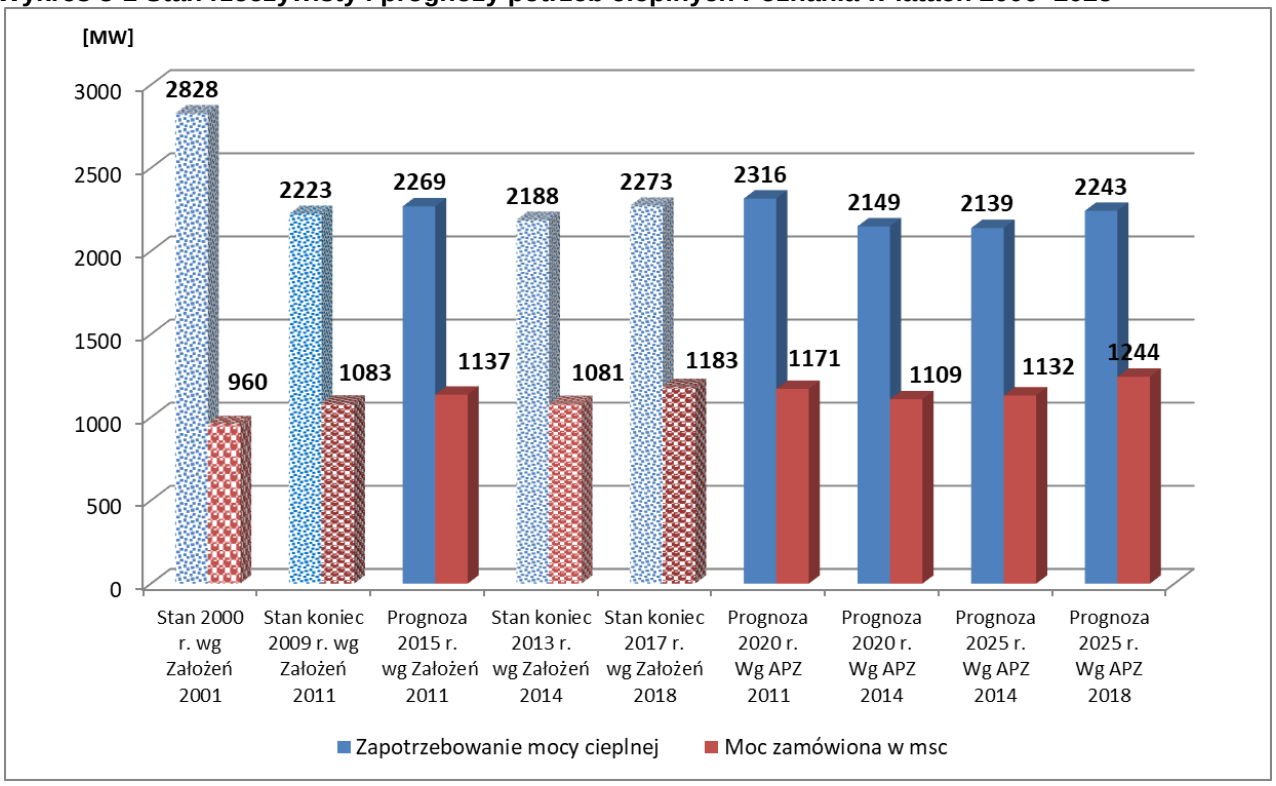
Aktualne dla warunków stałego współdziałania Urzędu Miasta i przedsiębiorstw energetycznych są następujące postulaty i zalecenia:

- przeniesienie preferencji zasilania w nośniki energii z „Założeń…" do mpzp – zalecenie do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski w zapisach umownych z wykonawcą mpzp;
- w mpzp i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę wyznaczyć pasy terenu dla uzbrojenia liniowego i punktowego - zalecenie do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski;
- opracowanie dynamiki i kierunków wypełniania obszarów przeznaczonych pod budownictwo – postulat do egzekwowania w ramach uzgadniania mpzp do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski;
- modernizacje systemów realizowane przez przedsiębiorstwa energetyczne muszą uwzględniać potrzeby jednostek urbanistycznych – w ramach koordynacji realizacji rozwoju budownictwa i zatwierdzania Planów Rozwoju Przedsiębiorstw Energetycznych.

8.2 Zaopatrzenie w ciepło

Poddane analizie wielkości potrzeb cieplnych miasta oraz ich prognozy opracowane w różnym czasie wg wymienionych dokumentów przedstawiono na poniższym wykresie. Dają one obraz zmian bilansowych, według stanu rzeczywistego i prognostycznych, w poszczególnych okresach.

Wykres 8-1 Stan rzeczywisty i prognozy potrzeb cieplnych Poznania w latach 2000÷2025



Okres 2009 – 2013 był okresem ustabilizowania się zapotrzebowania na ciepło zarówno w bilansie całkowitym dla miasta jak również w poziomie pokrycia tego zapotrzebowania przez system ciepłowniczy. Wystąpiło zrównoważenie przyrostu zapotrzebowania wynikającego z rozbudowy miasta, z prowadzonymi równolegle działaniami proefektywnościowymi, w tym z systematycznym wzrostem efektów działań termomodernizacyjnych dla obiektów istniejących.

Szacunki prognostyczne dokonane w „Założeniach 2011" i „Założeniach 2014" należy uznać za zbliżone do rzeczywistych trendów, gdyż prognozy dla scenariusza optymalnego z 2011 r. i zrównoważonego z 2014 r. (z uwzględnieniem korekty na rok prognozy i stanu rzeczywistego) różnią się o niespełna 3%, co należy uznać za dopuszczalny błąd prognozowania.
W ostatnim okresie zaobserwowano szybszy w stosunku do założonego przyrost mocy zamówionej w systemie ciepłowniczym. Składa się na to większy niż założono przyrost przyłączeń odbiorców nowego budownictwa oraz nie brana wcześniej pod uwagę dynamiczna likwidacja kotłowni gazowych należących do Veolii na rzecz przyłączenia do systemu ciepłowniczego.
Przeprowadzone analizy pokazują, że pokrywa się ze stanem faktycznym tempo obniżania potrzeb cieplnych odbiorców istniejących, przyjęte na poziomie 1,5% w skali roku.

Tabela 8-1 Zestawienie porównawcze zmian zapotrzebowania na ciepło pokrywanego z msc wg stanu rzeczywistego i prognoz

Zmiana zapotrzebowania dla systemu ciepłowniczego [MW]				
Wyszczególnienie	**Stan 2013**	**Prognoza 2020 wg APZ 2014**	**Zmiana rzeczywista 2014 -2017**	**Prognoza 2025 wg APZ 2018**
Moc zamówiona w msc Poznania - stan wyjściowy	1080,8			
Nowe zasoby budownictwa mieszkaniowego		54,8	~91,9	60,9
Budownictwo usługowe i wytwórcze – nowe obiekty (obszary)		11,5		15,3
Założone średnie tempo spadku zapotrzebowania w skali roku [%]		1,5%	1,5%	1,0%
Spadek zapotrzebowania wynikający z ubytków i z działań termomodernizacyjnych		-97,2	-69,0	-94,6
Podłączenie do systemu jako zmiana sposobu zaopatrzenia w ciepło		60,0	Kg Veolia →.sc ~36,4 Inne → sc ~42,8	80,0
Zmiana zapotrzebowania - sumarycznie		29,0	102	61,6
Moc zamówiona w msc dla Poznania - stan na koniec okresu		**1 109,0**	**1 182,8**	**1 244,4**

W ramach „innych" obiektów podłączonych do systemu ciepłowniczego, jako zmiana sposobu zaopatrzenia w ciepło, ujęta jest likwidacja źródeł węglowych i ogrzewań piecowych na poziomie około 6,5 MW.

Związane ze zmianami wielkości zapotrzebowania na ciepło sieciowe działania przedsiębiorstw odpowiedzialnych za jego dostarczanie, ukierunkowane zapisami w analizowanych dokumentach, przedstawiono poniżej.

Działania dla sektora zaopatrzenia w ciepło określone w „Założeniach…" z 2014 r. oraz ich stan zaawansowania realizacyjnego

➔ Postulaty i zalecenia dla**:**

- zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w istniejącej i planowanej nowej zabudowie:
  - modernizacja istniejących i budowa uzupełniających źródeł systemowych dla zapewnienia ciągłości dostawy ciepła dla msc z uwzględnieniem zaostrzonych wymagań środowiskowych,
  - modernizacja i rozbudowa msc w celu zapewnienia bezpieczeństwa i poprawy warunków hydraulicznych dostawy ciepła,
  - koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów administracyjnych w celu zapewnienia realizacji zaopatrzenia w nośniki energii nowych jej użytkowników na warunkach ustalonych w dokumentach planistycznych i z zachowaniem zasad rynkowych. W mpzp i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę wyznaczyć pasy terenu dla uzbrojenia liniowego i punktowego,
  - stymulowanie działań inwestorów dla zastosowania rozwiązań opartych o:
  - podłączenie do systemu ciepłowniczego, w szczególności dla obiektów o zapotrzebowaniu mocy cieplnej na poziomie powyżej 50 kW,
    - wykorzystanie lokalnych układów kogeneracji,

- bieżące monitorowanie stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji ciepła;

➢ poprawy efektywności energetycznej:

- stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji,
- podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających,
- 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 indywidualnych systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej.

Zadania i stan realizacji, wynikający z planu rozwoju Dalkii na lata 2015÷2017 ujętego w „Założeniach… z 2014 r., przedstawiono w tabeli 4-16 w rozdz. 4.6.

Zadania i stan realizacji według stanu aktualnego (listopad 2018):

➢ w zakresie modernizacji i rozbudowy źródeł systemowych Veolia Energia Poznań:

- wyłączenie z eksploatacji EC Garbary – zrealizowano w 2016 r.,
- zabudowa instalacji oczyszczania spalin z dostosowaniem do wymogów dyrektywy IED oraz konkluzji BAT – zakończenie w I kw. 2019 r.,
- Budowa kotła parowego na paliwo gazowe – plan na 2020 r., dla pokrycia zwiększonego zapotrzebowania dla odbiorców ciepła w parze;

➢ w zakresie rozbudowy i modernizacji systemu sieci ciepłowniczej, w tym poprawy warunków hydraulicznych pracy sieci:

- przebudowa ciepłociągu Strzeszyn – Podolany z uwzględnieniem wymaganej zmiany średnicy 2x Dn 150 na 2x Dn 250 – plan na rok 2020,
- przepompownia w ul. Obornickiej – plan na rok 2019/2020,
- magistrala Kopanina –Sielska 2x Dn 350 – plan na rok 2020,
- Przepompownia Garbary – plan na rok 2021 (po przeprowadzonej analizie celowości)

➢ w zakresie dywersyfikacji i wzmocnienia układu zasilania systemu ciepłowniczego:

- budowa i przyłączenie ITPOK do systemu sieci ciepłowniczej jako dodatkowego źródła – zrealizowano w 2016 r.,
- budowa źródeł rozproszonych – rezygnacja z układu 3x 20 MW na rzecz kotłowni gazowo olejowej Kopanina 45 MW z realizacją w dwóch etapach Etap 1 – 30 MW – 2021 r., Etap 2 – 15 MW 2022 r. (Veolia),
- budowa źródła kogeneracyjnego na terenie HCP ok. 50 MW_e+50MW_t z wykorzystaniem gazu ze złóż krajowych, przewidywana do zasilania msc w Poznaniu - PGNiG Termika na chwilę obecną zrezygnowała z planowanej inwestycji, możliwe jest w przyszłości zrewidowanie stanowiska, ale bez sprecyzowania potencjalnego terminu i kierunku realizacji inwestycji;

➢ w zakresie poprawy efektywności energetycznej (wszystkie zadania w realizacji ciągłej):

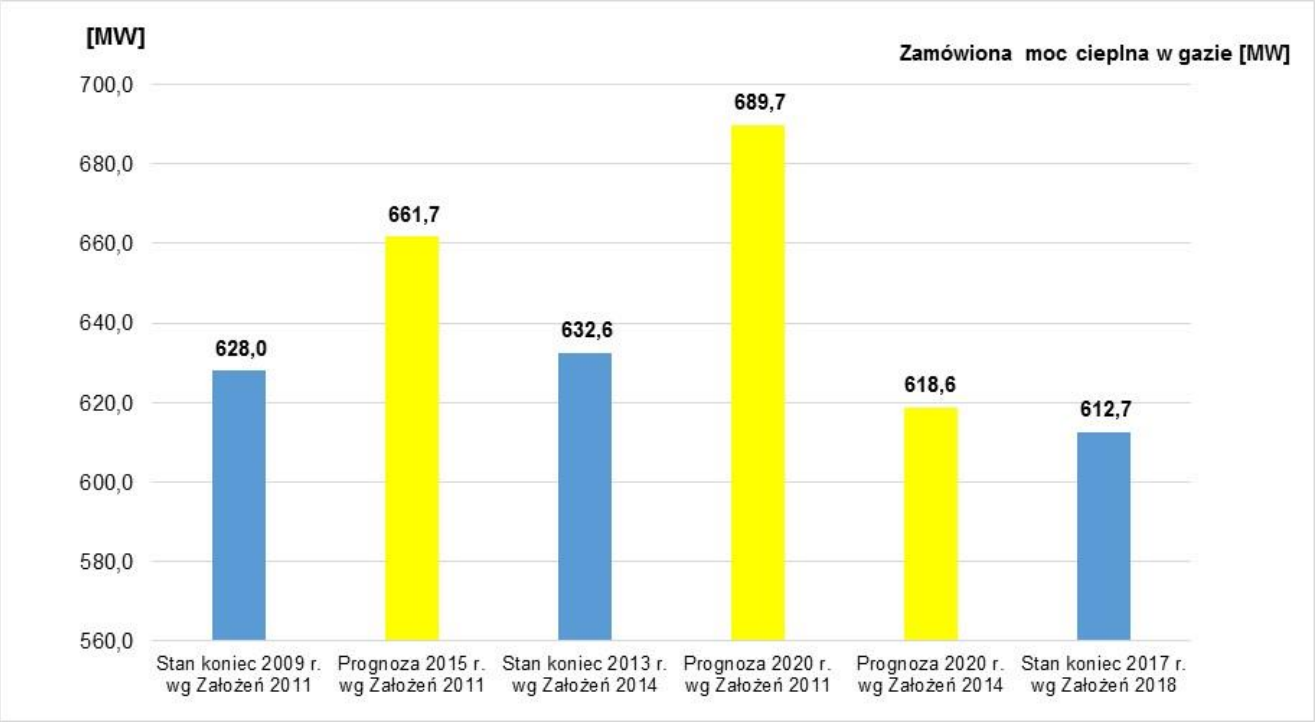
- rozbudowa sieci ciepłowniczej z uwzględnieniem wymiany z technologii tradycyjnej – kanałowej na preizolowaną,
- wymiana węzłów grupowych na węzły indywidualne w celu zmniejszenia strat przesyłu ciepła do poszczególnych budynków,
- rozwój systemu telemetrii sieci, węzłów cieplnych i źródeł,
- kontynuacja rozwoju usługi zarządzania energią w budynkach.

Podstawowym wnioskiem, jaki się nasuwa w świetle przedstawionego powyżej stanu planowania i realizacji zadań wynikających z wyszczególnionych wcześniej postulatów i zamierzeń jest na chwilę obecną stwierdzenie o braku w najbliższej perspektywie rezerw na poziomie wytwórczym dla zasilania msc.
Prowadzone działania ukierunkowane były w szczególności na szeroko rozumianą efektywność energetyczną pracy systemu sieciowego, pozwalającą na optymalizację parametrów i efektywne wykorzystanie akumulacyjności sieci w powiązaniu z akumulacyjnością samych ogrzewanych obiektów. Może to jednak być działaniem niewystarczającym przy prognozowanym wzroście potrzeb w systemie w sytuacji wystąpienia długotrwałego okresu (powyżej 3 dni) z ekstremalnie niskimi temperaturami otoczenia na poziomie obliczeniowym (≤ (-)18^{o}C). Wyżej zamieszczone stwierdzenie potwierdza stanowisko Veolia zawarte w piśmie znak DT/TE/ET/MD-1.0 – 1042 z dn. 22.10.2018 r. Takie warunki pogodowe nie występowały w ostatnich latach.

8.3 Zaopatrzenie w gaz

Wielkości zaopatrzenia w gaz sieciowy charakteryzują między innymi dane o zużyciu rocznym i ilości odbiorców korzystających z tego czynnika energetycznego. Zużycie tego czynnika dla celów porównawczych, przedstawiono w sposób pośredni z wykorzystaniem parametru zapotrzebowania mocy cieplnej w paliwie gazowym przez obiekty zlokalizowane na terenie miasta. Zmiany zapotrzebowania i jego prognozy wskazano na wykresie poniżej. Prognozy przedstawione na wykresie obrazują scenariusz zrównoważony / optymalny analiz rozwoju zawartych w „Założeniach…" z 2011 i 2014 r.

Wykres 8-2 Wielkości oraz prognozy zmian zapotrzebowania mocy cieplnej w gazie w Poznaniu w latach 2011-2017



Źródło: opracowanie własne

Jak z powyższego wynika, zmiany prognozowane w „Założeniach…" z 2011 r. wg scenariusza optymalnego są zawyżone w stosunku do stanu rzeczywistego, zwłaszcza w przypadku prognoz na rok 2020. W opracowaniu „Założenia…" z 2014 r. prognozowano znaczne zmniejszenie zamówionej mocy cieplnej w gazie ziemnym – porównując prognozę na 2020 r. ze stanem faktycznym na 2017 r. można stwierdzić, że wartości są zbliżone (stan faktyczny zamówionej mocy cieplnej w 2017 r. jest niższy o ok. 1% od wartości prognozowanej na 2020 r.). Jednak należy zauważyć, że ówczesne prognozy nie uwzględniały spadku zapotrzebowania na gaz ziemny wynikającego z likwidacji w 2017 r. wielu kotłowni gazowych pracujących w systemie ciepłowniczym.

Działania dla sektora zaopatrzenia w gaz określone w „Założeniach…" z roku 2011 i ich stan zaawansowania realizacyjnego

Postulaty i zalecenia:

- przeniesienie preferencji zasilania w gaz z „Założeń…" do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (mpzp) – zalecenie do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski w zapisach umownych z wykonawcą mpzp,
- w mpzp i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę wyznaczyć pasy terenu dla uzbrojenia liniowego i punktowego - zalecenie do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski,
- opracowanie dynamiki i kierunków wypełniania obszarów przeznaczonych pod budownictwo – postulat do egzekwowania w ramach uzgadniania mpzp,
- modernizacje systemów realizowane przez przedsiębiorstwa energetyczne muszą uwzględniać potrzeby jednostek urbanistycznych – w ramach koordynacji realizacji rozwoju budownictwa i zatwierdzania Planów Rozwoju Przedsiębiorstw Energetycz-

nych – operator systemu dystrybucyjnego systematycznie prowadzi rozbudowę oraz działania modernizacyjne eksploatowanej infrastruktury, występują znaczne rezerwy w systemie gazowniczym.

Działania dla sektora zaopatrzenia w gaz określone w „Założeniach…" z roku 2014 i ich stan zaawansowania realizacyjnego

Postulaty i zalecenia:

- bieżące monitorowanie stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji gazu sieciowego na obszarze miasta – realizacja w gestii przedsiębiorstw i służb Miasta,
- kontynuacja działań mających na celu koordynację operacyjną zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi – do zadań Miasta należy ciągłe monitorowanie planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych,
- dalsza koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów administracyjnych dla zapewnienia realizacji zaopatrzenia w nośniki energii nowych użytkowników zgodnie z warunkami ustalonymi w dokumentach planistycznych i z zachowaniem zasad rynkowych – w mpzp i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę wyznaczyć pasy terenu dla uzbrojenia liniowego i punktowego – realizacja w gestii służb miasta,
- podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników - kontynuacja modernizacji sieci dystrybucyjnych i zasilających – realizacja przez przedsiębiorstwa energetyczne, z koordynacją ze strony służb miasta.

Zadania i stan realizacji:

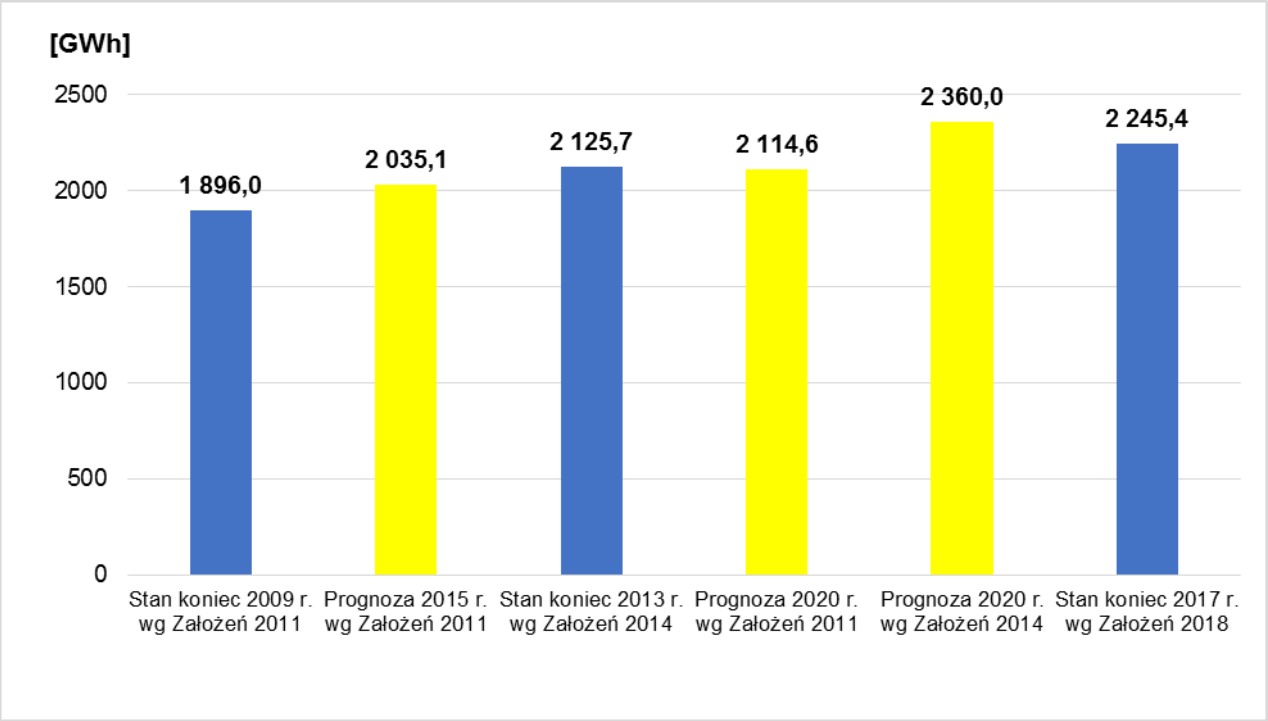
- modernizacja i rozbudowa sieci gazowych – systematyczna realizacja w zależności od potrzeb.

Zaopatrywanie miasta w gaz ziemny poprzez wielostronny, pierścieniowy układ zasilania daje dużą pewność zasilania i możliwość dalszego rozwoju systemu gazowniczego.
Przypadki prognozowanego wystąpienia wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny, pociągające za sobą konieczność zwiększenia przepustowości stacji gazowych I stopnia, podlegają uzgodnieniom pomiędzy operatorami systemów przesyłowego i dystrybucyjnego, tzn. PSG Sp. z o.o. oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A.

8.4 Zaopatrzenie w energię elektryczną

Wielkości zaopatrzenia w energię elektryczną miasta charakteryzują dane o jej zużyciu rocznym. Zmiany tych parametrów, jak i prognozy, prezentuje poniższy wykres.

Wykres 8-3 Wielkości rocznego zużycia energii elektrycznej w Poznaniu w latach 2000÷2017



Źródło: opracowanie własne

Jak z powyższego wynika, zużycie energii elektrycznej na terenie Poznania systematycznie wzrasta, w tempie szybszym niż wynikający z prognoz przedstawionych w „Założeniach…" z 2011 r. Z kolei prognoza na rok 2020 z „Założeń…" z 2014 r. wskazująca na 5% wzrost zużycia energii elektrycznej w stosunku do rzeczywistego zużycia energii w 2017 r., wydaje się w minimalnym stopniu zawyżona.
Według stanu rzeczywistego średnie tempo przyrostu zużycia energii elektrycznej waha się w granicach 1,5 ÷ 2% rocznie, w przyjętych prognozach przyrost ten założono odpowiednio dla prognozy z 2011 r. na poziomie 1% w skali roku, w prognozie z 2014 r. na poziomie 1,7% rocznie.

Podstawowe postulaty i zadania dla systemu zaopatrzenia miasta w energię elektryczną zebrano poniżej.

Działania dla sektora zaopatrzenia w energię elektryczną określone w „Założeniach…" z roku 2011 i ich stan zaawansowania realizacyjnego.

Postulaty i zalecenia:

- przeniesienie preferencji zasilania w energię elektryczną z „Założeń…" do mpzp – zalecenie do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski w zapisach umownych z wykonawcą mpzp,
- w mpzp i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę wyznaczyć pasy terenu dla uzbrojenia liniowego i punktowego - zalecenie do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski,
- opracowanie dynamiki i kierunków wypełniania obszarów przeznaczonych pod budownictwo – postulat do egzekwowania w ramach uzgadniania mpzp,

- modernizacje systemów realizowane przez przedsiębiorstwa energetyczne muszą uwzględniać potrzeby jednostek urbanistycznych – w ramach koordynacji realizacji rozwoju budownictwa i zatwierdzania Planów Rozwoju Przedsiębiorstw Energetycznych,
- wykonywanie sieci elektroenergetycznych dla zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej winno być realizowane w rozwiązaniu kablowym w pasach przydrogowych, a dla zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej dopuszczalne może być rozwiązanie napowietrzne.

Działania dla sektora zaopatrzenia w energię elektryczną określone w „Założeniach…" z roku 2014 i ich stan zaawansowania realizacyjnego

Postulaty i zalecenia:

- bieżące monitorowanie stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji energii elektrycznej na obszarze miasta – realizacja w gestii przedsiębiorstw i służb miasta,
- koordynacja operacyjna zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi (kontynuacja) – do zadań Miasta należy ciągłe monitorowanie planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych,
- koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów administracyjnych dla zapewnienia realizacji zaopatrzenia w nośniki energii nowych użytkowników zgodnie z warunkami ustalonymi w dokumentach planistycznych i z zachowaniem zasad rynkowych – w mpzp i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę wyznaczyć pasy terenu dla uzbrojenia liniowego i punktowego (kontynuacja) – realizacja w gestii służb miasta,
- podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników - kontynuacja modernizacji sieci dystrybucyjnych i zasilających – realizacja przez przedsiębiorstwa energetyczne, z koordynacją ze strony służb miasta.

Zadania i stan realizacji:

- budowa nowej linii dwutorowej 400 kV relacji Plewiska-Piła Krzewina oraz demontaż istniejącej linii 220 kV tej samej relacji – realizacja planowana do 2022 r.,
- budowa elektroenergetycznej linii kablowej 110 kV Bema-Nadolnik – zrealizowane,
- budowa w nowej lokalizacji GPZ Garbary - realizacja planowana do 2019 r.,
- budowa nowych GPZ: Szczepankowo, Towarowa – realizacja planowana do 2021 r.,
- budowa rozdzielni sieciowej 110 kV Garaszewo – realizacja planowana do 2021 r.,
- modernizacja infrastruktury elektroenergetycznej – realizacja w zależności od potrzeb.

Wyżej przedstawione informacje wskazują, że operatorzy systemu elektroenergetycznego przy tworzeniu swoich Planów rozwoju szczegółowo analizują zmiany w zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców w Poznaniu i dopasowują możliwości zaspokojenia zapotrzebowania. Systematycznie prowadzone są działania mające na celu wyeliminowanie zagrożeń w dostawach energii elektrycznej dla miasta.

8.5 Zaopatrzenie w energię z wykorzystaniem energii odnawialnej (OZE)

Obowiązek planowania działań związanych z rozwojem energetyki odnawialnej rozwijał się w zapisach polskiego Prawa energetycznego na przestrzeni lat, które obejmowały analizowane dokumenty. Aktualnie w zakresie OZE obowiązują przepisy zawarte w ustawie o odnawialnych źródłach energii (szczegóły w r. 13).

Ukierunkowanie działań w zakresie zaopatrzenia w energię odnawialną określone w „Założeniach…" z roku 2011 i 2014

W opracowaniach przedstawiono obiekty i sposoby wykorzystywania energii odnawialnej na terenie miasta Poznania oraz związanych z nim sąsiadujących gmin. Przedstawiono wykorzystywanie biogazu:

- w COŚ (Gmina Czerwonak) – wytwarzanie energii skojarzonej (średniorocznie ~12 GW_eh i ~48 TJ),
- w LOŚ w Poznaniu – wytwarzanie energii skojarzonej (w 2009 r. 4,2 GW_eh i 16,6 TJ; w 2013 r. 2,5 GW_eh i 9,4 TJ),
- na składowisku odpadów w Suchym Lesie (w sąsiedztwie Poznania) zarządzanym przez Zakład Zagospodarowania Odpadów w Poznaniu – wytwarzanie energii skojarzonej (w 2009 r. 7,3 GW_eh i 917 GJ).

Postulaty i zalecenia wg „Założeń…" z 2014 r. - Rozwój źródeł odnawialnych i lokalnych:

- planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich (ze szczególnym uwzględnieniem ogniw fotowoltaicznych, kolektorów słonecznych i pomp ciepła),
- tworzenie zachęt ekonomicznych i administracyjnych do budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach na terenie miasta,
- wykorzystanie odpadów komunalnych i innych dostępnych w mieście i regionie nośników energii.

Zadania i stan realizacji:

- budowa Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych (ITPOK) w sąsiedztwie EC II Karolin (210 000 ton odpadów rocznie) i podłączenie do msc – uruchomiono w 2016 r.,
- budowa biokompostowni z wykorzystaniem energetycznym biogazu w sąsiedztwie składowiska odpadów w Suchym Lesie (ZZO) w celu wykorzystania odpadów biodegradowalnych – produkcja energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu – zrealizowano 2015 r.

W ostatnich latach zauważalny jest dynamiczny wzrost zainteresowania wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii na terenie Poznania - między innymi znaczny wzrost popularności instalacji fotowoltaicznych, wynikający z rozwoju oraz spadku kosztów tego typu instalacji. Dużą rolę w tym przypadku odgrywa propagowanie przez Miasto inwestycji związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii w budynkach użyteczności publicznej (szczegółowe informacje dotyczące wykorzystania OZE na terenie miasta zawarto w rozdziale 13).

8.6 Racjonalizacja użytkowania energii

Racjonalizacja użytkowania energii stanowi element optymalizacji procesu zaopatrzenia gminy w energię. Zaopatrzenie w energię cieplną, elektryczną oraz gaz stanowi, wg ustawy o samorządzie gminnym, zadanie własne gminy. Tak więc racjonalizacja użytkowania energii, w zakresie której nie są w stanie zrealizować przedsiębiorstwa energetyczne, winna podlegać planowaniu i organizacji ze strony gminy. Jednocześnie zgodnie z obowiązującymi regulacjami w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych, samorządy i cały sektor publiczny są zobligowane do pełnienia wzorcowej roli w kwestii racjonalizacji wykorzystania energii. Istotnym jest, by w ramach sektora publicznego zapewnić stosowanie środków poprawy efektywności energetycznej, skupiając się na opłacalnych ekonomicznie środkach, które generują największe oszczędności energii w najkrótszym czasie. Środki te, stosowane na odpowiednim szczeblu lokalnym, mogą opierać się na inicjatywach, dobrowolnych umowach lub innych przedsięwzięciach przynoszących wymierne wyniki. Sektor publiczny, dysponując wieloma sposobami spełnienia swojej wzorcowej roli, jest zobowiązany dawać dobry przykład w zakresie inwestycji, eksploatacji i innych wydatków na urządzenia zużywające energię, usługi energetyczne i inne środki poprawy efektywności energetycznej oraz do włączenia kwestii związanych z poprawą efektywności energetycznej do inwestycji, odpisów amortyzacyjnych i budżetów operacyjnych. Przykład dla społeczeństwa mogą stanowić szczególnie działania jednostek samorządowych w obszarze edukacji dla efektywności energetycznej i pobudzanie sprzyjających efektywności energetycznej postaw mieszkańców. W celu osiągnięcia pożądanego efektu mieszkańcy lub przedsiębiorstwa powinni zostać w przystępny i skuteczny sposób poinformowani o podejmowanych działaniach, z jednoczesnym położeniem nacisku na korzyści wynikające z obniżenia oddziaływania na środowisko i kosztów.

Działania jak wyżej wskazane zostały w poprzedniej „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" (Aktualizacja 2014). W dokumencie szczególny nacisk położono na skoncentrowane działania władz Miasta w zakresie tworzenia i wdrażania programów efektywnościowych zarówno w samej strukturze organizacyjnej Miasta, jak również (w miarę dostępnych środków i możliwości) – w poszczególnych dziedzinach aktywności gospodarczej i społecznej Miasta. Aktualizacja Założeń z 2014 roku zawiera szereg praktycznych przykładów i wzorców do zastosowania w różnych obszarach wytwarzania i użytkowania energii (tj.: produkcja w źródle, przesył i dystrybucja energii, końcowe wykorzystanie energii) oraz w poszczególnych segmentach rynku (tj.: zabudowa mieszkaniowa, przedsiębiorstwa produkcyjne i usługowe, obiekty użyteczności publicznej). APZ z 2014 proponując działania na rzecz racjonalnego wykorzystania energii i paliw kopalnych oraz poprawy efektywności energetycznej poprzez zmiany na poziomie technologicznym albo zachowań ludności przez zmiany na poziomie gospodarczym – bardzo trafnie nakreśliła kierunek dla osiągnięcia jednego z podstawowych celów polityki energetycznej UE i kraju, jakim jest zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do powietrza w wyniku racjonalizacji użytkowania energii.

O trafności przyjętych w APZ z 2014 r. kierunków działań racjonalizujących użytkowanie energii świadczy także fakt ich powszechnego wykorzystania w praktyce. Na terenie Poznania podejmowanych jest szereg inicjatyw i inwestycji w tej dziedzinie. Wśród szczególnie istotnych z punktu widzenia opłacalności i/lub uzyskanego efektu końcowego, należy wymienić:

- ➔ termomodernizację gminnych obiektów użyteczności publicznej,
- ➔ miejski system wsparcia dla działań w zakresie zmiany sposobu ogrzewania i trwałej likwidacji niskosprawnych ogrzewań węglowych (program KAWKA i KAWKA BIS),
- ➔ program „Trzymaj ciepło!" skutecznie aktywizujący mieszkańców do podjęcia działań termomodernizacyjnych w zabudowie mieszkaniowej,
- ➔ liczne inicjatywy edukacyjne władz miasta: serwis „Energia w mieście", Poznański Dzień Energii,
- ➔ systematyczny rozwój systemu zarządzania zużyciem energii w obiektach miejskich poprzez m.in. powołanie stanowiska Energetyka Miejskiego, jak również organizację grupowego zakupu energii elektrycznej i gazu,
- ➔ działania przedsiębiorstw energetycznych w obrębie funkcjonujących na terenie miasta systemów:
  - ciepłowniczego: modernizacja węzłów i sieci ciepłowniczych (w tym wymiana sieci na preizolowane oraz wdrożenie systemu inteligentnego zarządzania siecią), modernizacja źródła systemowego (odsiarczanie, odazotowanie), likwidacja lokalnych kotłowni i przyłączenie ich do msc,
  - gazowniczego: wymiana sieci stalowych na PE,
  - elektroenergetycznego: likwidacja nieefektywnych sieci 6 kV, automatyzacja sieci, zastępowanie linii napowietrznych SN liniami kablowymi.

9. Benchmarking miasta Poznań na tle 10 polskich miast

9.1 Wprowadzenie i dobór miast do analizy porównawczej

Pojęcie benchmarkingu pochodzi z języka angielskiego – słowo „benchmark" ma swoje oryginalne znaczenie w badaniach geograficznych, gdzie oznacza „...poziom odchylenia wokół punktu odniesienia". Metoda benchmarkingu polega więc na porównywaniu się z najlepszymi, dorównywaniu im, orientacji na najlepszą klasę wyrobów lub usług, uczeniu się od konkurentów.

Metoda ta polega na uczeniu się od liderów w danej dziedzinie najlepszych praktyk. Przy czym nie polega ona na kopiowaniu gotowych rozwiązań, lecz na naśladownictwie sposobów dojścia do nich.
Jest to proces, dzięki któremu gminy lub organizacje mogą oceniać aspekty realizowanych przez siebie przedsięwzięć w odniesieniu do najlepszych praktyk w danym zakresie. To z kolei pozwala na opracowanie planów w zakresie tego, jak wprowadzić ulepszenia lub pozwala na konkretne, najlepsze praktyki, zazwyczaj w celu ulepszenia jakiegoś aspektu działania.

Benchmarking jest jednym z procesów mogących bezpośrednio optymalizować działania miasta w zakresie gospodarowania energią. Porównywanie procesów zachodzących w systemach energetycznych oraz u pojedynczych odbiorców energii końcowej stanowi kluczowy aspekt identyfikacji głównych elementów rozwojowych oraz wdrażania nowych systemów adaptacji wybranych zagadnień w warunkach miasta.

Porównywanie się z najlepszymi wymaga określonej procedury / metodyki. Proces benchmarkingu w literaturze opisywany jest przez różnorodne modele tworzone przez środowisko akademickie oraz przedsiębiorców. Wszystkie jednak sprowadzają się do podstawowych elementów:
- ➔ zbierania informacji,
- ➔ analizy,
- ➔ określania luk,
- ➔ wprowadzania zmian.

Złożoność benchmarkingu obrazują różnorodne klasyfikacje tego procesu napotykane w literaturze przedmiotu. I tak na przykład według kryterium związanego z obszarem zainteresowania, benchmarking można sklasyfikować jako:
- benchmarking wewnętrzny,
- benchmarking zewnętrzny.

Ten pierwszy wiąże się z porównywaniem wskaźników dla obiektów lub grup znajdujących się w obszarze działania miasta. Benchmarking wewnętrzny może istnieć także na bardziej partykularnej stopie i obejmować swoim zasięgiem np. tylko obiekty użyteczności publicznej. Zaletą takiego systemu jest stosunkowa łatwość pozyskiwania informacji.

Natomiast z benchmarkingiem zewnętrznym mamy do czynienia wtedy, gdy efekty działania jednej gminy są porównywane z analogicznymi w innych jednostkach terytorialnych,

w celu określenia własnej pozycji względem innych i w celu określenia możliwości ulepszeń.

W niniejszym rozdziale przeprowadzono analizę porównawczą według zasad benchmarkingu zewnętrznego przy wykorzystaniu wskaźników energetycznych dla wybranych miast.

Do celów porównawczych przyjęto miasta o stosunkowo podobnym otoczeniu gospodarczym i ekonomicznym oraz o podobnej lub niewiele mniejszej liczbie mieszkańców, przy czym założono minimalne kryterium liczby ludności na poziomie 200 tysięcy mieszkańców.

Grupę porównawczą tworzy więc 10 miast, głównie wojewódzkich, wybranych z grupy największych miast z obszaru całej Polski.

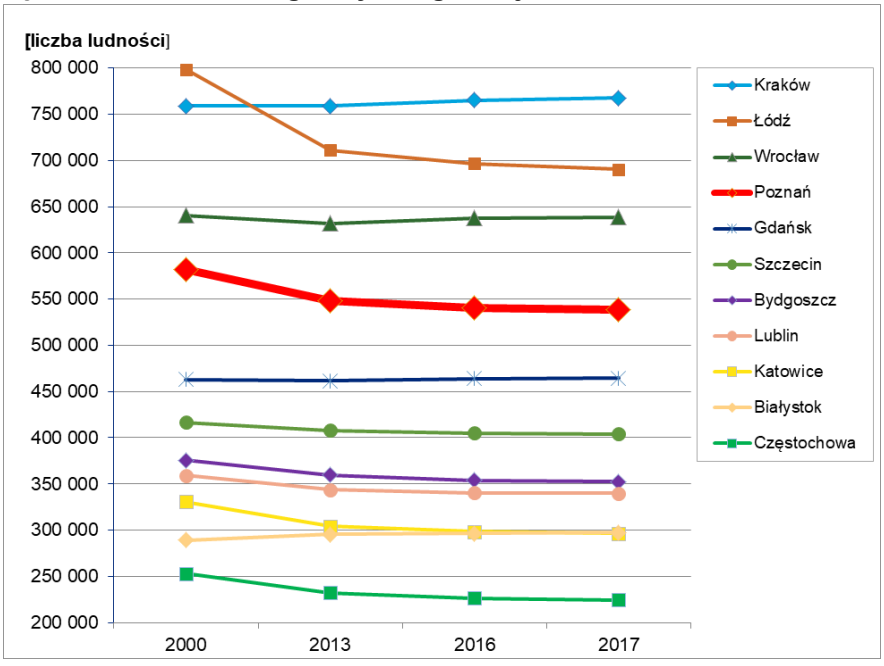
9.2 Sytuacja demograficzna Poznania na tle wybranych miast

Tabela 9-1 Ludność wg faktycznego miejsca zamieszkania oraz powierzchnia danego miasta

pozycja	Miasto	Ludność w latach [osoba]				Powierzchnia
		2000	2013	2016	2017	[km^2]
1	Kraków	758 715	758 992	765 320	767 348	327
2	Łódź	798 418	711 332	696 503	690 422	293
3	Wrocław	640 614	632 067	637 683	638 586	293
4	**Poznań**	**582 254**	**548 028**	**540 372**	**538 633**	**262**
5	Gdańsk	462 995	461 531	463 754	464 254	262
6	Szczecin	416 657	408 172	404 878	403 883	301
7	Bydgoszcz	375 676	359 428	353 938	352 313	176
8	Lublin	358 933	343 598	340 466	339 850	147
9	Białystok	289 233	295 282	296 628	297 288	102
10	Katowice	330 625	304 362	298 111	296 262	165
11	Częstochowa	253 133	232 318	226 225	224 376	160

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Wykres 9-1 Ludność wg faktycznego miejsca zamieszkania



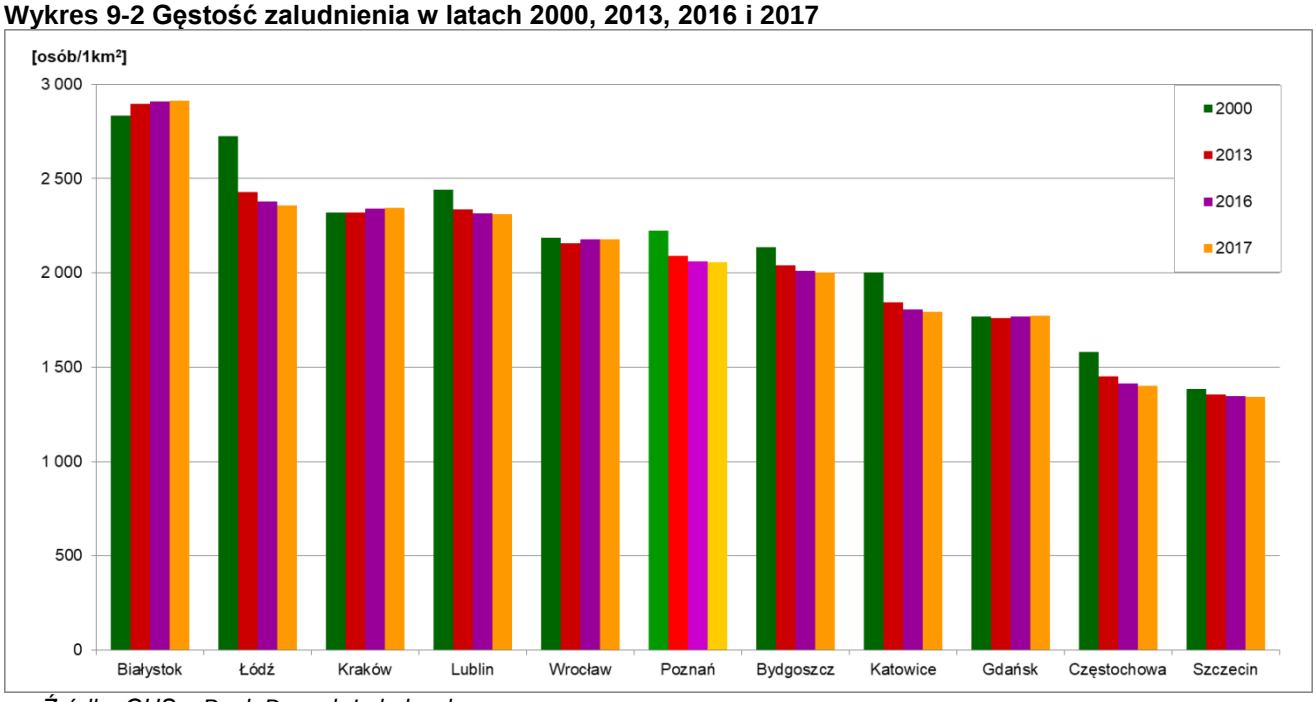
Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Tabela 9-2 Gęstość zaludnienia - ilość osób na 1 km^2 powierzchni danego miasta

pozycja	Miasto	2000	2013	2016	2017
1	Białystok	2 836	2 895	2 908	2 915
2	Łódź	2 725	2 428	2 377	2 356
3	Kraków	2 320	2 321	2 340	2 347
4	Lublin	2 442	2 337	2 316	2 312
5	Wrocław	2 186	2 157	2 176	2 179
6	**Poznań**	**2 222**	**2 092**	**2 062**	**2 056**
7	Bydgoszcz	2 135	2 042	2 011	2 002
8	Katowice	2 004	1 845	1 807	1 796
9	Gdańsk	1 767	1 762	1 770	1 772
10	Częstochowa	1 582	1 452	1 414	1 402
11	Szczecin	1 384	1 356	1 345	1 342

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Wykres 9-2 Gęstość zaludnienia w latach 2000, 2013, 2016 i 2017



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Pod względem liczby ludności (podobnie jak w 2012 r. – również i w 2017 r.) miasto Poznań zajmuje 4-te miejsce spośród analizowanej grupy miast. Na przełomie lat 2012÷2017 (podobnie jak pokazywała poprzednia analiza wykonana dla lat 2000÷2012) utrzymuje się w Poznaniu spadek liczby mieszkańców. W roku 2012 liczba mieszkańców wynosiła 550 742 osoby, a w roku 2017 spadła o ok. 2,2% do poziomu 538 633 osoby.
Największą liczbą ludności (w analizowanej grupie miast) odznacza się Kraków, natomiast pod względem liczby osób na 1 km^2 – zajmuje on 3-cie miejsce (2017 r.). Pierwsze miejsce w tej kategorii zajmuje Białystok, a Poznań jest na szóstej pozycji (podobnie jak było to w 2012 r.).

W tabeli poniżej przedstawiono prognozę liczby ludności dla wybranych lat, według analiz GUS zawartych w opracowaniu pt. „Prognoza dla powiatów i miast na prawie powiatu oraz podregionów na lata 2014÷2050”.

Tabela 9-3 Prognoza liczby ludności w wybranych latach oraz dynamika zmiany dla roku 2050

pozycja	Miasto	2020	2025	2030	2035	2050	Dynamika zmiany liczby ludności w stosunku do roku 2017 [%]	
							w 2035 r.	w 2050 r.
1	Kraków	759 220	756 470	749 307	738 908	710 464	-3,71%	-7,41%
2	Wrocław	625 538	619 776	611 359	601 121	577 658	-5,87%	-9,54%
3	Gdańsk	457 819	453 623	447 260	439 453	418 892	-5,34%	-9,77%
4	Białystok	293 529	290 899	286 654	281 081	261 430	-5,45%	-12,06%
5	Szczecin	398 444	390 666	381 668	371 396	340 074	-8,04%	-15,80%
6	Lublin	333 625	325 204	314 936	303 125	265 480	-10,81%	-21,88%
7	**Poznań**	**526 063**	**508 544**	**488 226**	**465 996**	**402 076**	**-13,49%**	**-25,35%**
8	Bydgoszcz	343 750	331 714	318 561	304 421	262 370	-13,59%	-25,53%
9	Katowice	287 334	274 558	261 050	247 138	208 112	-16,58%	-29,75%
10	Łódź	668 406	638 025	606 824	574 608	484 845	-16,77%	-29,78%
11	Częstochowa	218 694	208 594	198 082	187 070	153 991	-16,63%	-31,37%

Źródło: GUS - Prognoza dla powiatów i miast na prawie powiatu oraz podregionów na lata 2014÷2050

Według prognozy liczby ludności opracowanej przez GUS w 2014 roku pt. „Prognoza dla powiatów i miast na prawie powiatu oraz podregionów na lata 2014÷2050" – dla wszystkich analizowanych miast prognozowany jest stały spadek liczby ludności. Natomiast według „Prognozy dla powiatów i miast na prawie powiatu oraz podregionów na lata 2011÷2035", która stanowiła podstawę analiz demograficznych w poprzedniej aktualizacji „Założeń…" – GUS prognozował, iż liczba ludności będzie wzrastać w Krakowie do 2025 r. i w Białymstoku do 2020 r. a w pozostałych miastach prognozowany był spadek liczby ludności.

9.3 Zasoby mieszkaniowe – dynamika rozwoju

W procesie benchmarkingu istotnym zagadnieniem jest dobór samych wskaźników o zadowalającym poziomie:

- dostępności danych – zdarza się iż nie wszystkie informacje statystyczne są dostępne dla wymaganego przedziału czasowego. W wielu przypadkach istnieje jednak możliwość uzupełniania brakujących informacji statystycznych inną informacją podawaną dla brakującego roku;
- wiarygodności danych – w miarę możliwości wskazana jest weryfikacja danych statystycznych, uzyskując informacje bezpośrednio od sprzedawców, dostawców, odbiorców energii. W wielu przypadkach weryfikacja taka jest konieczna z punktu widzenia poprawności wykorzystywanych wskaźników;
- przydatności wskaźników do celów analitycznych – konstruowanie wskaźników powinno być odpowiedzią na pewne „zapotrzebowanie" na informację/analizę, którą można uzyskać poprzez wykorzystanie danego wskaźnika. Możliwość tworzenia wskaźnika należy skonfrontować z jego przydatnością analityczną.

Dla przeprowadzenia niniejszej analizy benchmarkingu opracowane zostały wskaźniki energetyczne w oparciu o dane pozyskane z Banku Danych Lokalnych – Głównego Urzędu Statystycznego oraz według informacji przedstawionych w dokumentach strategicznych

(planistyczno-rozwojowych, energetycznych, ochrony środowiska) każdego z miast. Wykorzystano również zasób i bazę danych, zgromadzonych podczas realizacji opracowań energetycznych dla niektórych z analizowanych miast i/lub przedsiębiorstw energetycznych działających na ich obszarze.

Potrzeby energetyczne miasta kształtowane są między innymi przez rozwój zabudowy mieszkaniowej, która zwykle ma największy udział w zapotrzebowaniu na media energetyczne, w tym szczególnie – na ciepło systemowe. Na wykresach i w tabelach poniżej przedstawiono aktualny stan zasobów mieszkaniowych oraz wskaźniki charakterystyczne dla tego sektora.

Tabela 9-4 Zasoby mieszkaniowe – stan

pozycja	Miasto	2000		2009		2012		2016	
		mieszkania ogółem	powierzchnia użytkowa mieszkań ogółem	mieszkania ogółem	powierzchnia użytkowa mieszkań ogółem	mieszkania ogółem	powierzchnia użytkowa mieszkań ogółem	mieszkania ogółem	powierzchnia użytkowa mieszkań ogółem
		[mieszk.]	[tys.m^2]	[mieszk.]	[tys.m^2]	[mieszk.]	[tys.m^2]	[mieszk.]	[tys.m^2]
1	Kraków	259 455	13 781	321 496	18 183	339 449	19 541	369 203	21 313
2	Łódź	328 362	15 776	337 636	18 039	346 751	18 579	353 968	19 137
3	Wrocław	220 908	12 450	264 610	15 919	282 538	20 094	311 010	21 743
4	**Poznań**	**200 290**	**11 774**	**234 806**	**15 088**	**241 664**	**15 619**	**254 074**	**16 412**
5	Gdańsk	156 043	8 323	186 552	10 978	199 548	11 854	216 092	12 832
6	Szczecin	140 529	7 939	161 240	9 839	168 471	10 734	175 163	11 193
7	Lublin	120 785	6 485	136 537	8 100	141 998	8 496	149 506	8 982
8	Bydgoszcz	128 577	6 969	139 442	7 977	145 037	8 386	148 901	8 622
9	Katowice	132 615	7 238	135 648	7 956	138 363	8 272	142 681	8 568
10	Białystok	101 983	5 491	116 576	6 979	121 054	7 334	128 089	7 815
11	Częstochowa	91 390	4 924	96 631	5 857	97 402	5 981	98 740	6 138

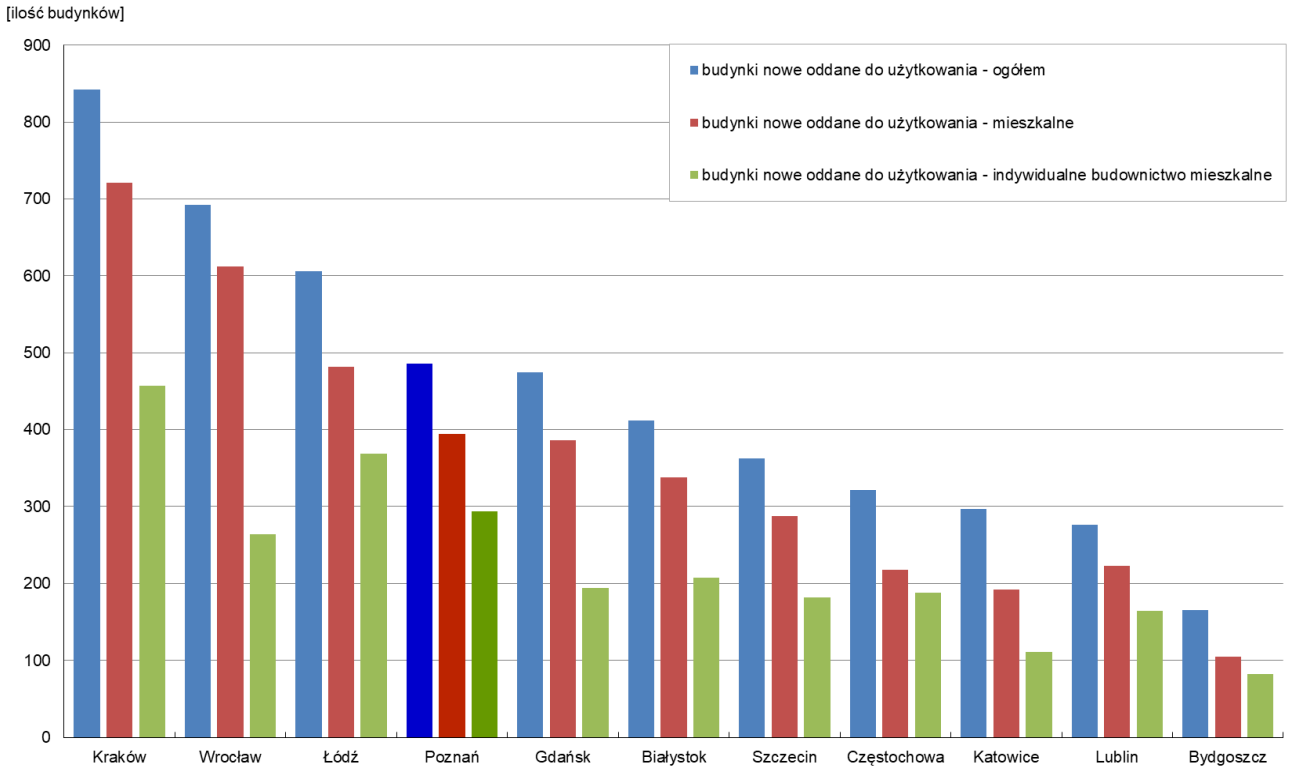
Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Tabela 9-5 Zasoby mieszkaniowe – wskaźniki

pozycja	Miasto	2000			2009			2012			2016		
		przeciętna pow. użytk. 1 mieszkania	przeciętna pow. użytk. mieszkania na 1 osobę	mieszkania na 1000 mieszkańców	przeciętna pow. użytk. 1 mieszkania	przeciętna pow. użytk. mieszkania na 1 osobę	mieszkania na 1000 mieszkańców	przeciętna pow. użytk. 1 mieszkania	przeciętna pow.użytk. mieszkania na 1 osobę	mieszkania na 1000 mieszkańców	przeciętna pow. użytk. 1 mieszkania	przeciętna pow.użytk. mieszkania na 1 osobę	mieszkania na 1000 mieszkańców
		[m^2]	[m^2]	[mieszk.]	[m^2]	[m^2]	[mieszk.]	[m^2]	[m^2]	[mieszk.]	[m^2]	[m^2]	[mieszk.]
1	Wrocław	56,4	19,4	345	60,2	25,2	419	71,1	31,8	448	70	34,1	488
2	**Poznań**	**58,8**	**20,2**	**344**	**64,3**	**27,2**	**424**	**64,6**	**28,4**	**439**	**65**	**30,4**	**470**
3	Katowice	54,6	21,9	401	58,7	25,8	440	59,8	26,9	450	60	28,7	479
4	Kraków	53,1	18,2	342	56,6	24,1	426	57,6	25,8	448	58	27,8	482
5	Gdańsk	53,3	18,0	337	58,8	24,0	409	59,4	25,7	433	59	27,7	466
6	Szczecin	56,5	19,1	337	61,0	24,2	397	63,7	26,2	412	64	27,6	433
7	Łódź	48,0	19,8	411	53,4	24,3	455	53,6	25,8	482	54	27,5	508
8	Częstochowa	53,9	19,5	361	60,6	24,5	404	61,4	25,5	415	62	27,1	436
9	Lublin	53,7	18,1	337	59,3	23,2	391	59,8	24,4	408	60	26,4	439
10	Białystok	53,8	19,0	353	59,9	23,7	396	60,6	24,9	411	61	26,3	432
11	Bydgoszcz	54,2	18,6	342	57,2	22,3	390	57,8	23,2	402	58	24,4	421

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Wykres 9-3 Budynki nowe oddane do użytkowania – średnia z lat 2013÷2017



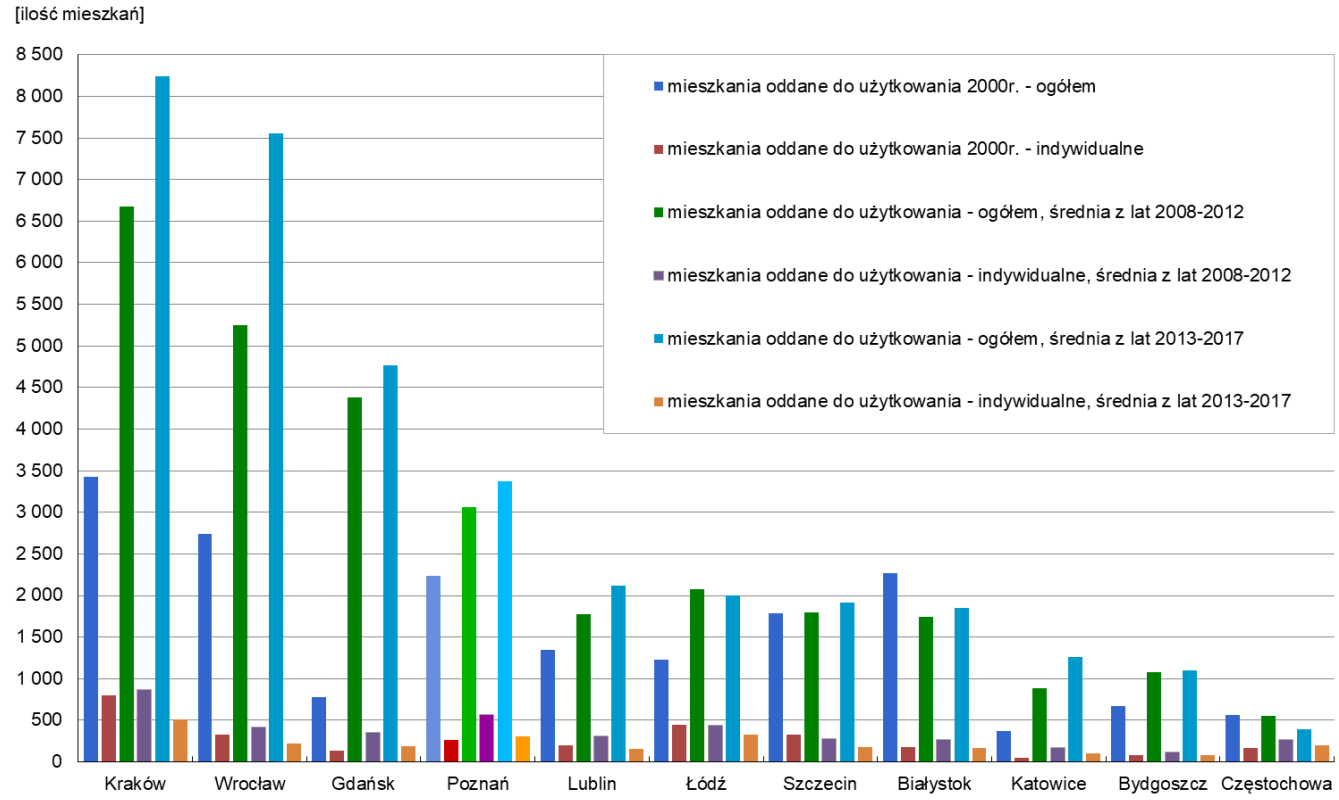
Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Tabela 9-6 Ilość mieszkań oddanych do użytkowania – ogółem i mieszkania indywidualne

pozycja	Miasto	Mieszkania oddane do użytkowania:					
		w 2000 roku		średnia z lat 2008÷2012		średnia z lat 2013÷2017	
		ogółem	indywidualne	ogółem	indywidualne	ogółem	indywidualne
1	Kraków	3 423	794	6 671	874	8 245	512
2	Wrocław	2 740	328	5 254	422	7 553	224
3	Gdańsk	782	135	4 375	355	4 765	186
4	**Poznań**	**2 234**	**259**	**3 060**	**564**	**3 370**	**310**
5	Lublin	1 348	204	1 777	310	2 119	153
6	Łódź	1 232	448	2 080	444	2 005	330
7	Szczecin	1 781	327	1 796	276	1 916	175
8	Białystok	2 271	177	1 739	269	1 845	170
9	Katowice	366	48	886	167	1 260	98
10	Bydgoszcz	675	86	1 077	123	1 101	80
11	Częstochowa	562	164	555	273	392	198

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Wykres 9-4 Mieszkania oddane do użytkowania w roku 2000 oraz średnia z lat 2008÷2012 i 2013÷2017



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Analizując wielkości średnie z lat 2013÷2017, można zauważyć, że zarówno pod względem ilości nowych budynków ogółem (mieszkalnych i niemieszkalnych) oddanych do użytkowania oraz rozwoju budownictwa indywidualnego, jak również ze względu na średnią ilość mieszkań oddanych do użytkowania w analizowanym przedziale czasowym, Poznań zajmuje czwarte miejsce.

Natomiast porównując do siebie wartości średnie dla Poznania z dwóch ostatnich pięciolatek można zauważyć (dla wartości średnich z lat 2013÷2017) następujące trendy:

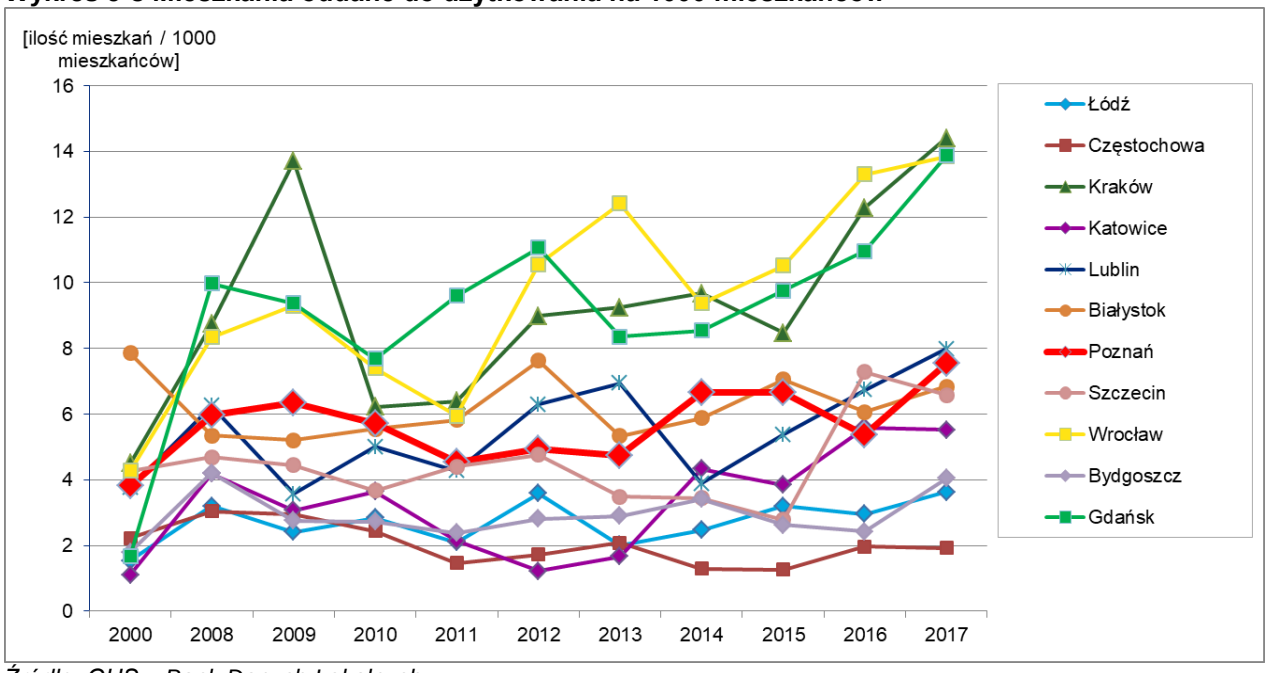
- spadek średniej ilości nowych budynków oddanych do użytkowania o:
  - ✓ 21% dla budynków ogółem,
  - ✓ 22% dla budynków mieszkalnych,
  - ✓ 27% dla budynków mieszkalnych indywidualnych,
- wzrost ogólnej liczby mieszkań oddanych do użytkowania o 10%,
- spadek liczby mieszkań indywidualnych oddanych do użytkowania.

Tabela 9-7 Ilość mieszkań oddanych do użytkowania na 1000 mieszkańców

pozycja	Miasto	Ilość mieszkań oddanych do użytkowania na 1000 mieszkańców		
		2000 r.	średnia z lat 2008÷2012	średnia z lat 2013÷2017
1	Wrocław	4	8	12
2	Kraków	5	9	11
3	Gdańsk	2	10	10
4	Białystok	8	6	6
5	**Poznań**	**4**	**6**	**6**
6	Lublin	4	5	6
7	Szczecin	4	4	5
8	Katowice	1	3	4
9	Bydgoszcz	2	3	3
10	Łódź	2	3	3
11	Częstochowa	2	2	2

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Wykres 9-5 Mieszkania oddane do użytkowania na 1000 mieszkańców



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

W analizowanym przedziale czasowym Ilość mieszkań oddanych do użytkowania na 1000 mieszkańców kształtuje się w granicach od 1 do 14 mieszkań. Według średniej z lat 2012÷2017 – najwięcej mieszkań oddano we Wrocławiu i Krakowie (11÷12 mieszkań/1000 mieszkańców), a najmniej w Częstochowie (2 mieszkania/1000 mieszkańców). Poznań zajmuję piątą pozycję z wielkością: 6 mieszkań/1000 mieszkańców. W przypadku Poznania wielkości te są identyczne jak w poprzedniej pięciolatce (t.j. 2008÷2012).

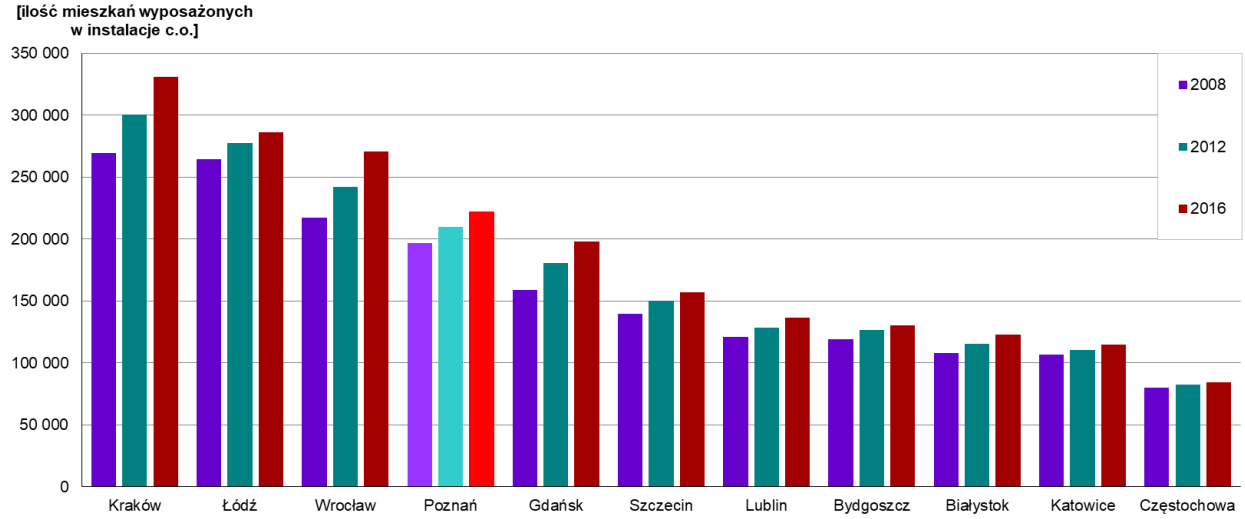
Przy znaczącym spadku liczby mieszkańców w Poznaniu zauważa się relatywnie wysoki przyrost zasobów mieszkaniowych, a co za tym idzie znaczącą poprawę warunków bytowych mieszkańców.

9.4 Dostawa i zużycie nośników energii

9.4.1 Ciepło

Na wykresie oraz w tabeli poniżej przedstawiono ilość oraz udział mieszkań wyposażonych w instalacje c.o. Poniższe zestawienia wykonano w oparciu o informacje zawarte w Banku Danych Lokalnych GUS-u.
Jako instalacje c.o. należy w tym przypadku rozumieć instalację wewnątrz budynku, umożliwiającą rozprowadzenie ciepła w obiekcie. Źródłem pozyskania tego ciepła może być zarówno centralny system ciepłowniczy (msc), wyspowy system ciepłowniczy, jak i kotłownia lokalna, wytwarzająca ciepło dla potrzeb danej zabudowy mieszkaniowej.

Wykres 9-6 Ilość mieszkań wyposażonych w instalacje c.o. – w wybranych latach



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Tabela 9-8 Mieszkania wyposażone w instalacje c.o. w procencie ogółu mieszkań

pozycja	Miasto	2008	2012	2016
		[%]	[%]	[%]
1	Białystok	94	95	96
2	Gdańsk	87	91	91
3	Lublin	90	90	91
4	Szczecin	88	89	90
5	Kraków	87	89	90
6	Bydgoszcz	86	87	88
7	**Poznań**	**85**	**87**	**88**
8	Wrocław	84	86	87
9	Częstochowa	83	85	85
10	Łódź	79	80	81
11	Katowice	79	80	80

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

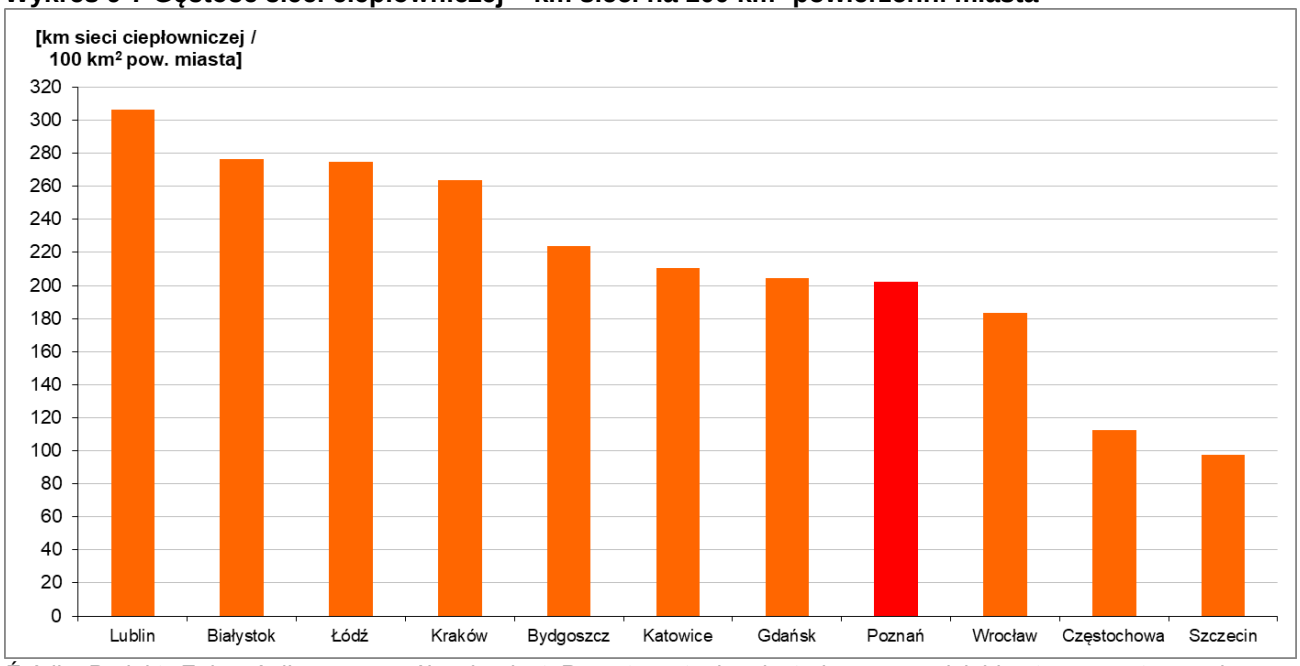
Tabela 9-9 Długość sieci ciepłowniczej

pozycja	Miasto	Stan na rok 2011		Stan na rok 2017	
		długość sieci cieplnej	w tym – w preizolacji	długość sieci cieplnej	w tym – w preizolacji
		[km]	[%]	[km]	[%]
1	Kraków	758	41	862	62

pozycja	Miasto	Stan na rok 2011		Stan na rok 2017	
		długość sieci cieplnej	w tym – w preizolacji	długość sieci cieplnej	w tym – w preizolacji
		[km]	[%]	[km]	[%]
2	Łódź	790	48	805	58
3	Wrocław	503	47	537	51
4	Gdańsk	521	30	536	44
5	**Poznań**	**469**	**37**	**530**	**54**
6	Lublin	392	11	450	65
7	Bydgoszcz	372	17	394	23
8	Katowice	339	32	347	44
9	Szczecin	274	38	294	43
10	Białystok	259	30	282	43
11	Częstochowa	169	30	173	39

Źródło: Projekty Założeń dla poszczególnych miast; Raporty o stanie miast; dane z przedsiębiorstw energetycznych

Wykres 9-7 Gęstość sieci ciepłowniczej – km sieci na 100 km^2 powierzchni miasta



Źródło: Projekty Założeń dla poszczególnych miast, Raporty o stanie miast, dane z przedsiębiorstw energetycznych

Tabela 9-10 Charakterystyka źródeł zasilających miejskie systemy ciepłownicze i skala ich oddziaływania

Miasto	System ciepłowniczy	Nazwa źródła pracującego na potrzeby sc	Moc zainstalowana		Paliwo	Moc zamówiona w systemie		% pokrycia przez sc potrzeb cieplnych miasta		Sprzedaż ciepła z systemu	
			MWt	MWe		MW				TJ	
						2013	2016	2013	2016	2013	2016
Łódź	Veolia Energia Łódź S.A. (dawniej: Dalkia Łódź S.A.)	dwie elektrociepłownie: EC-3, EC-4 (EC-2 wyłączona w 2015 r.)	1624 osiąg.	404 osiąg.	węgiel, olej, mazut, biomasa	1 775	1 749	60%	58%	b.d.	b.d.
Częstochowa	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.	EC "CHP Częstochowa"	129,1 zainstal.	64	węgiel, biomasa	327	302	51%	31%	1926	1775
		Ciepłownia "Rejtana"	173,78 zainstal.	-	węgiel						
		Ciepłownia "Brzeźnicka" - nie funkcjonuje od 2016 r.	35	-	węgiel						
Kraków	MPEC S.A.	Elektrociepłownia Kraków	1 118 zainstal.	460 zainstal.	węgiel, biomasa	1 255	1 661	63%	65%	8 751	9 532
		Elektrownia Skawina	660	370	węgiel,						

Miasto	System ciepłowniczy	Nazwa źródła pracującego na potrzeby sc	Moc zainstalowana		Paliwo	Moc zamówiona w systemie		% pokrycia przez sc potrzeb cieplnych miasta		Sprzedaż ciepła z systemu	
			MWt	MWe		MW				TJ	
						2013	2016	2013	2016	2013	2016
			osiągal.	osiąg. w max skojarz.	biomasa						
		Siłownia ArcelorMittal Poland - w 2018 r. źródło zakończyło dostawę ciepła do msc	977 osiągalna w parze	80 osiągal.	węgiel, gaz						
		Z-d Termicznego Przekształcania Odpadów - funkcjonuje od 2016 r.	35 odzysk energii w kogen.	11 odzysk energii w kogen.	zmieszane odpady komunalne						
Lublin	LPEC S.A.	Elektrociepłownia Lublin Wrotków	627 nominal.	231 nominal.	gaz, węgiel	570	618	60%	b.d.	4107	4 080
		MEGATEM EC - Lublin	503 zainstal.	22,14 zainstal.	węgiel						
Białystok	MPEC Sp. Z o.o.	Elektrociepłownia Białystok	480,4 max moc cieplna	203,5 max moc czynna	węgiel, biomasa	667	687	b.d.	74%	3 657	3 208
		Ciepłownia "Zachód"	185 max moc trwała	-	węgiel						
		Z-d Termicznego Przekształcania Odpadów - funkcjonuje od 2015 r.	17,5 moc netto	6,08 moc brutto	odpady	0		0		0	
Poznań	VEOLIA Energia Poznań S.A. (dawniej Dalkia Poznań S.A.)	Elektrociepłownia Karolin	804 osiągal.	283 osiągal.	węgiel, olej, biomasa	1 062	1 182,8	50%	52%	5 911	6 272
		EC Garbary (ciepłownia) - wyłączona z eksploatacji w 2016 r.	117 zainstal.	-	olej, węgiel, gaz						
		Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów - funkcjonuje od 2016 r.	34 max odzysk ciepła	15 max moc netto	zmieszane odpady komunalne						
Wrocław	główny operator: Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.; także: ZEW Kogeneracja S.A. i BD Sp. Z o.o.	EC Wrocław	812 zainstal.	159 zainstal	węgiel, biomasa	977	860	53%	53%	8 216	8 174
		EC Czechnica (lokaliz. w gm. Siechnice)	344 zainstal.	100 zainstal.	węgiel, biomasa						
		EC Zawidawie - zasila wyspowy system ciepłowniczy w dzielnicy Psie Pole	21,35 zainstal.		gaz (węgiel do 2010r.)						
		EC Muchobór (budynki Wrocławskiego Parku Technolog.) - zakończenie działalności w paźdz. 2015 r.	5,42 zainstal.	1,56 zainstal.	gaz						
		EC BD	12 zainstal.	4,3 zainstal.	gaz	7,2	7				
		EC Zakrzów	23 zainstal.	-	gaz-olej	22	22				
Bydgoszcz	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Bydgoszcz I	87 osiągal.	-	węgiel	601	599,7	48%	43%	4 355	4 067
		Elektrociepłownia Bydgoszcz II	477 osiągal.	183 osiągal.	węgiel						
		Ciepłownia Błonie - wyłączona z eksploatacji w 2016 r.	23	-	węgiel						
		Ciepłownia Białe Błota	36,76 zainstal.	-	węgiel						
		Z-d Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych - funkcjonuje od 2016 r.	27,7 osiągal.	9,2 osiągal.	odpady komunalne	0		0		0	
		Ciepłownia Osowa Góra pracuje na wyspowy system ciepłowniczy	17,18 zainstal.	-	węgiel	14	b.d	1,2	b.d.	107	118
Gdańsk	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp.	Elektrociepłownia Gdańsk	736,2 osiągal.	217,3 osiągal.	węgiel, mazut	724	b.d.	55%	b.d.	6 051	b.d.
		Kotłownia Rejonowa Zawiślańska - włączono	24	-	węgiel						

Miasto	System ciepłowniczy	Nazwa źródła pracującego na potrzeby sc	Moc zainstalowana		Paliwo	Moc zamówiona w systemie		% pokrycia przez sc potrzeb cieplnych miasta		Sprzedaż ciepła z systemu	
						MW				TJ	
			MWt	MWe		2013	2016	2013	2016	2013	2016
	Z o.o.	do systemu EC Gdańsk 2015 r.									
		Kotłownia GPEC Matarnia– likwidacja 2017 r.	11 (woda, moc max) 1,14 (para, moc zamów.)	-	węgiel						
		Elektrociepłownia Matarnia	8,1 szczyt.zima	2,09 zainstal.	węgiel, gaz						
		Kotłownia Rejonowa Osowa	3,5 szczyt.zima	-	gaz, olej						
Szczecin	Szczecińska Energetyka Cieplna Sp. z o.o.	Elektrownia Szczecin EC-I	162,1 osiągal.	68,5 osiągal.	węgiel, biomasa	200	b.d.	b.d.	b.d.	5 516	b.d.
		Elektrociepłownia Pomorzany EC-II	323,5 osiągal.	134,2 osiągal.	węgiel	300	b.d.				
		Ciepłownia Rejonowa Benesza	65 (gaz, zainstal.) 52 (olej, zainstal.)		gaz, olej	b.d.	b.d.				
		Ciepłownia Rejonowa „Dąbska" - po połączeniu systemów prawo- i lewobrzeżnego w 2016 r. Ciepłownia pracuje na oba systemy	127 w paliwie	-	węgiel	111	b.d.				
		Ciepłownia Rejonowa „Gierczak" - wyłączona z eksploatacji	6,6	-	gaz	4,5	b.d.				
		Ciepłownia Rejonowa „Sąsiedzka"	8,6	-	gaz	10	b.d.				
		EcoGenerator - instalacja termicznego przekształcania odpadów - uruchomiona w 2017 r.	58,3 zainstal.	15,5 zainstal.	odpady zmieszane, posortowane, RDF	0	0	0	0	0	0
Katowice	Tauron Ciepło S.A.	Z-d Wytwarzania Katowice	294 nominal.	135 nominal.	węgiel, gaz, olej	779	802	52%	47%	4 466	4 286
		Kotłownia Studencka	5,7 nominal.	-	węgiel						
		Kotłownia Bałtycka	2,8 nominal.	-	węgiel						
		źródło zewnętrzne: EC ELCHO (Chorzów)	500 nominal.	119 nominal.	węgiel						
	Z-d Gospodarki Cieplnej Śląskiego Uniwersytetu Medycznego	kotłownia	30 nominal.	-	gaz ziemny, LPG						
	Z-d Energetyki Cieplnej S.A.	Murcki	45 nominal.	2,9 nominal.	węgiel, gaz						
		Wieczorek	187 nominal.	2,9 nominal.	węgiel, metan						
		Wujek	80 nominal.	1,5 nominal.	węgiel, metan						
		Kleofas	26 nominal.	-	węgiel						
		Szopienice	76 nominal.	-	węgiel						
		źródło zewnętrzne: Śląsk (Ruda Śl.)	61 nominal.	2,9 nominal.	węgiel, metan						

Źródło: Projekty założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla poszczególnych miast wraz z ich aktualizacją oraz informacje podane na stronach internetowych danego źródła / przedsiębiorstwa energetycznego.

Przedstawiona powyżej charakterystyka podstawowych systemów ciepłowniczych funkcjonujących w analizowanych miastach, pozwala zauważyć, że ciepło pochodzące z tych systemów pokrywa około 50-60% potrzeb cieplnych odbiorców ww. miast. Poznań charakteryzuje się pod tym względem wysokim wskaźnikiem zaspokajania potrzeb cieplnych przez msc, tj.: 52%.

We wszystkich miastach podstawowe - największe źródła, które zasilają msc, pracują w układzie skojarzonym, a ich głównym paliwem jest węgiel. Jednocześnie przytoczone w tabeli powyżej wartości mocy tych źródeł – ze względu na niejednorodną charakterystykę (moce zainstalowane, nominalne, osiągalne…) – nie dają możliwości ich jednoznacznego porównania.

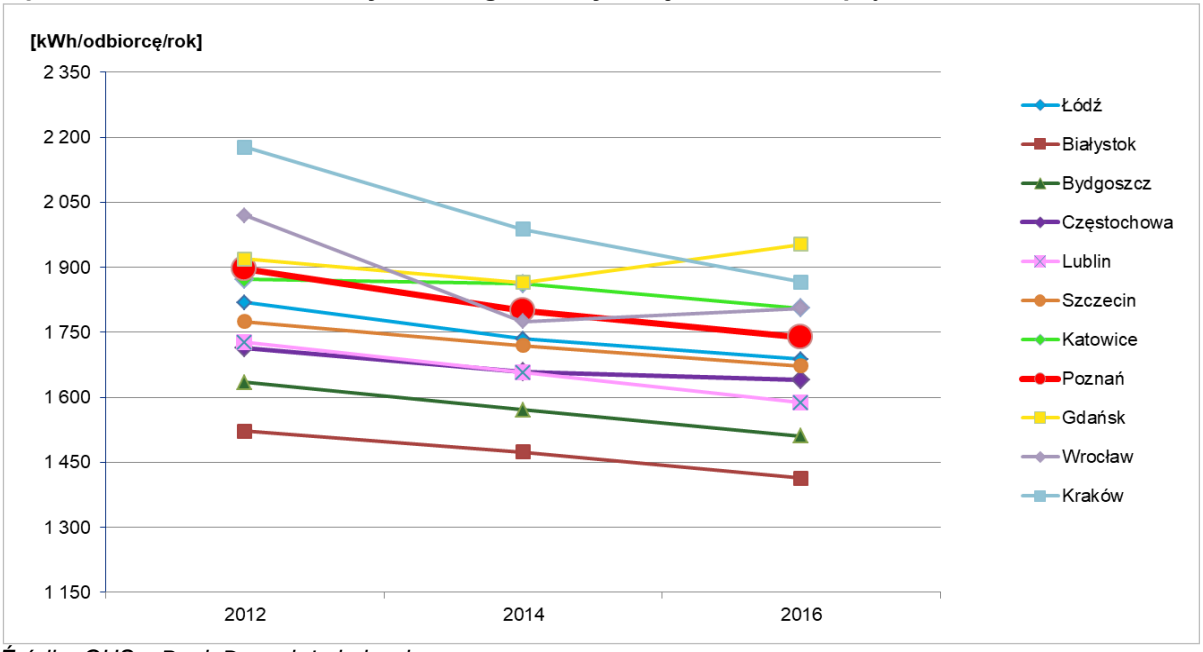
W ostatnich latach w obszarze inwestycyjnym – obserwowana jest tendencja w kierunku centralizacji systemów ciepłowniczych poprzez m.in. przyłączenie kotłowni lokalnych i ich systemów do źródła zdalaczynnego. Jednocześnie w związku z wejściem w życie w 2017 roku szczegółowych przepisów prawnych dotyczących sposobu realizacji obowiązku przyłączania do sieci odnawialnych źródeł energii oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów produkujących energię cieplną i zakupu takiej energii przez przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą ciepła – w przypadku wielu spośród wyżej analizowanych systemów zrealizowano inwestycje przyłączenia zakładów termicznego przekształcania odpadów w celu zakupu produkowanego w nich ciepła.

Analogiczne działania prowadzone są na systemie ciepłowniczym Poznania – od 2016 roku prowadzony jest stały zakup ciepła z ITPOK SUEZ Zielona Energia (moc zamówiona 10 MW), jak również prowadzony jest zakup ciepła odpadowego z układu chłodzenia sprężarek w Zakładzie Volkswagen.

9.4.2 Energia elektryczna

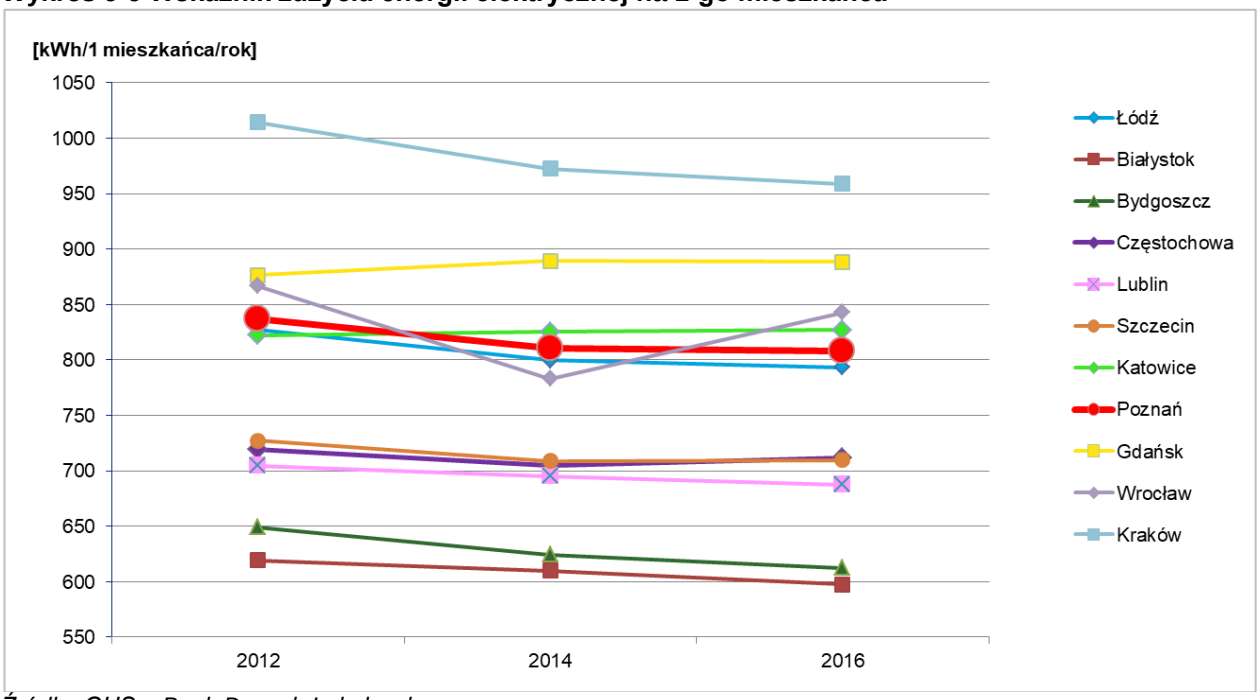
Na poniższych wykresach przedstawiono zużycie energii elektrycznej na niskim napięciu w przeliczeniu na jednego odbiorcę jakim jest gospodarstwo domowe oraz wskaźnik zużycia energii eklektycznej na 1-go mieszkańca.

Wykres 9-8 Jednostkowe zużycie energii elektrycznej na niskim napięciu



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

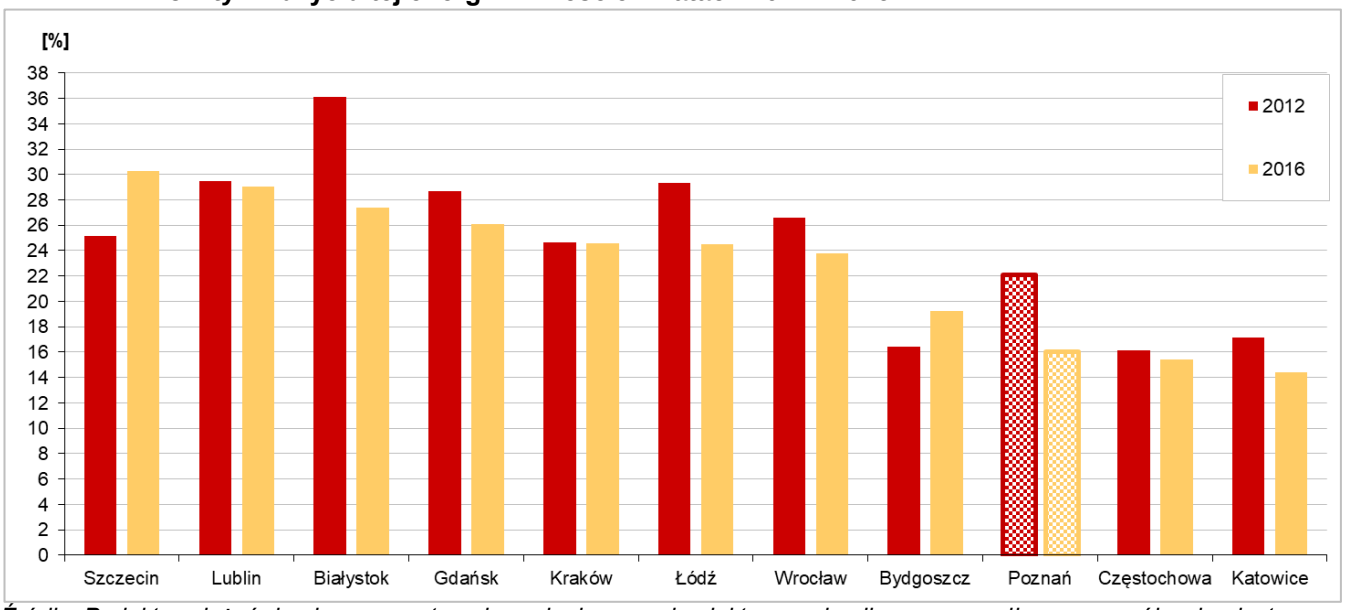
Wykres 9-9 Wskaźnik zużycia energii elektrycznej na 1-go mieszkańca



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Pod względem jednostkowego zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych Miasto Poznań plasuje się na siódmej pozycji (w 2012 r. – pozycja ósma). Wskaźnik ten w Poznaniu oscyluje między wartościami 1895 kWh a 1738 kWh i wykazuje tendencję spadkową (spadek zużycia o ponad 8% w stosunku do roku 2012). Przy czym nadal wzrasta liczba odbiorców korzystających z energii elektrycznej na niskim napięciu.
Podobny trend obserwuje się w pozostałych miastach. Największy spadek zużycia energii na gospodarstwo domowe w 2016 roku odnotowano w Krakowie (o ponad 14%) oraz we Wrocławiu (o ponad 10%). Natomiast w Gdańsku wskaźnik ten wzrósł o niecałe 2%.

Wykres 9-10 Porównanie udziału energii elektrycznej pobieranej przez gospodarstwa domowe w całkowitym zużyciu tej energii w mieście w latach 2012 i 2016



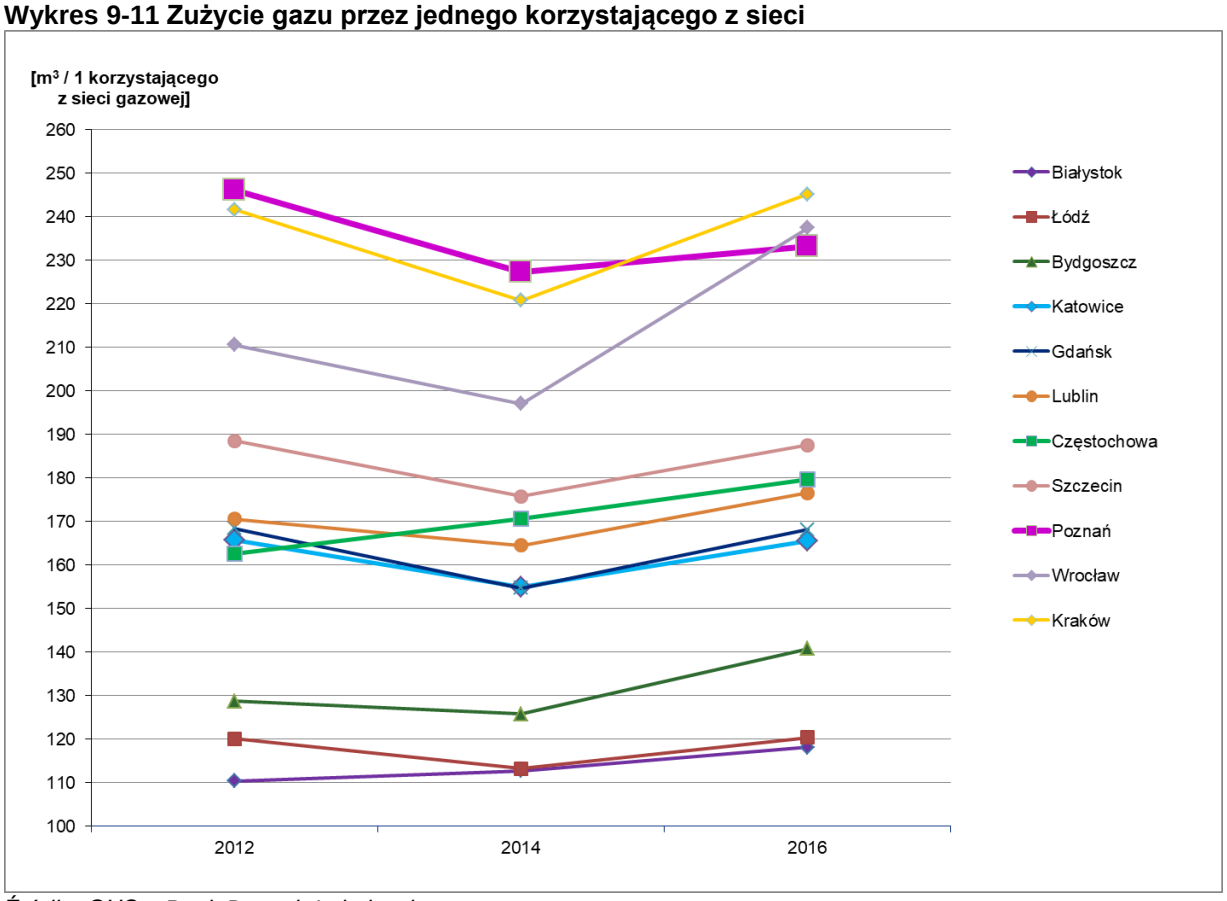
Źródło: Projekty założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla poszczególnych miast wraz z ich aktualizacją

9.4.3 Gaz

W Poznaniu procent ogółu ludności korzystającej z sieci gazowej w 2016 roku wynosił 80%, natomiast średnia wartość tego wskaźnika dla wszystkich analizowanych miast wyniosła 81%. Przy czym w większości miast obserwowany jest spadek tej liczby w poszczególnych latach poddanych analizie. Największy spadek zanotowano w Bydgoszczy (o 5,0 punktów procentowych w stosunku do roku 2012), a następnie we Wrocławiu (o 4,0 punkty procentowe). W Poznaniu (podobnie jak w Krakowie) spadek tego wskaźnika w 2016 roku wyniósł 3,0 punkty procentowe (w stosunku do stanu z roku 2012). Natomiast stały poziom tego wskaźnika we wszystkich analizowanych latach odnotowano w Lublinie, Łodzi i Częstochowie.

Na wykresach poniżej przedstawiono jednostkowe zużycie gazu zarówno przez jednego korzystającego z sieci gazowej (tj. przez 1 osobę korzystającą z sieci gazowej), jak i przez jedno gospodarstwo domowe wykorzystujące gaz do ogrzewania mieszkania. Na kolejnym wykresie pokazano także jak kształtuje się w tych latach liczba gospodarstw domowych ogrzewających mieszkania gazem.

Wykres 9-11 Zużycie gazu przez jednego korzystającego z sieci

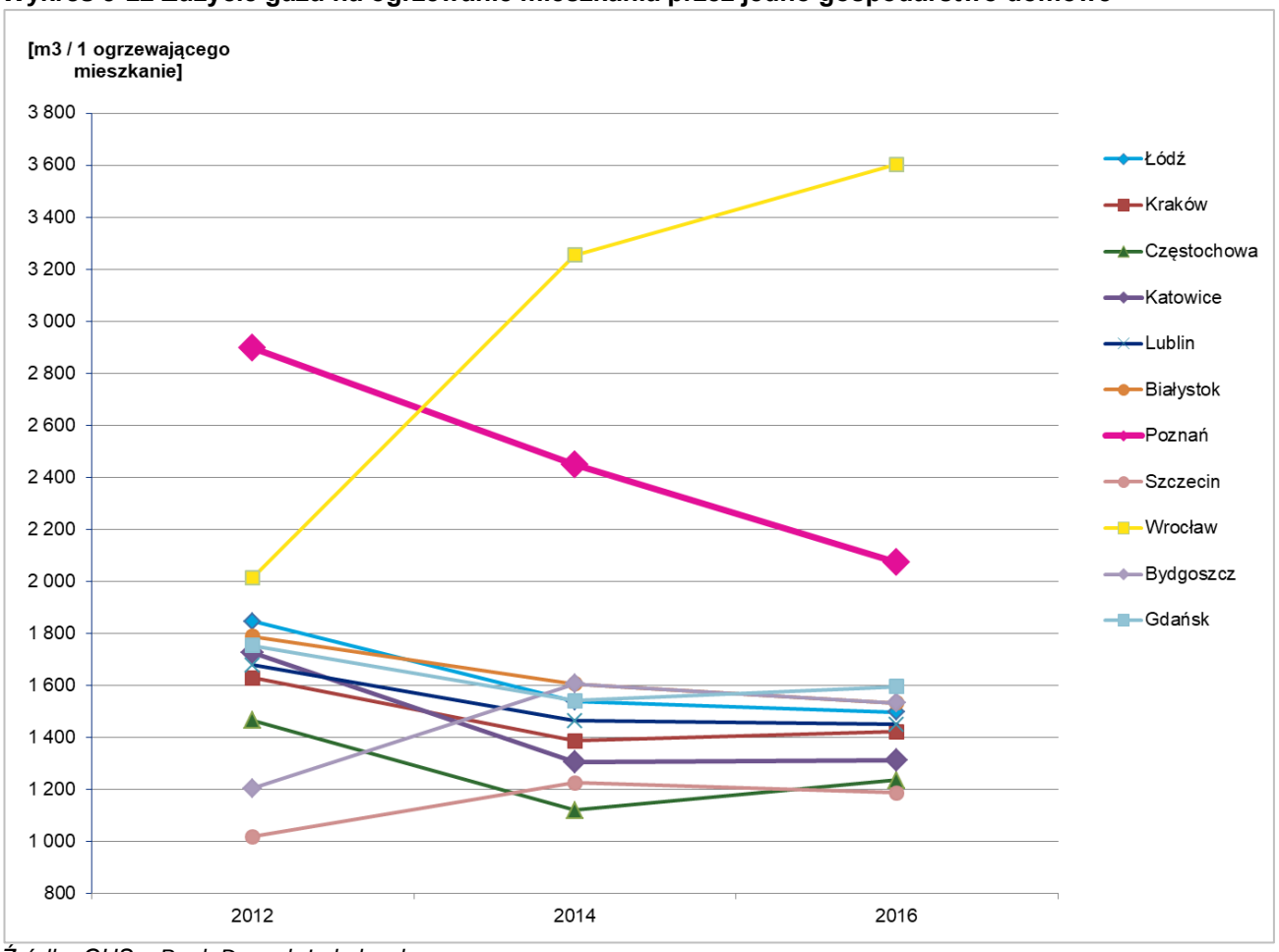


Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Zarówno w przypadku poziomu zużycia gazu przez 1 osobę korzystającą z sieci gazowej, jak i gospodarstw domowych wykorzystujących gaz dla potrzeb ogrzewania mieszkania (patrz wykres 9-17) zauważa się dla Poznania wysoki jednostkowy poziom tego zużycia w porównaniu do innych miast mimo, iż jednostkowe zużycie gazu na ogrzewanie mieszkań w gospodarstwie domowym spadło aż o 28% (w stosunku do roku 2012). Świadczy to o tym, że na terenie miasta występuje indywidualny odbiór gazu dla potrzeb grzewczych

głównie dla zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej oraz, że potrzeby grzewcze tej grupy odbiorców pokrywane są rzeczywiście w pełni z wykorzystaniem gazu. Na znacznym terenie kraju odbiorcy wykorzystujący gaz często równolegle korzystają z zainstalowanych wcześniej kotłów węglowych, co w znacznej mierze wpływa na poziom zanieczyszczeń emitowanych do powietrza.

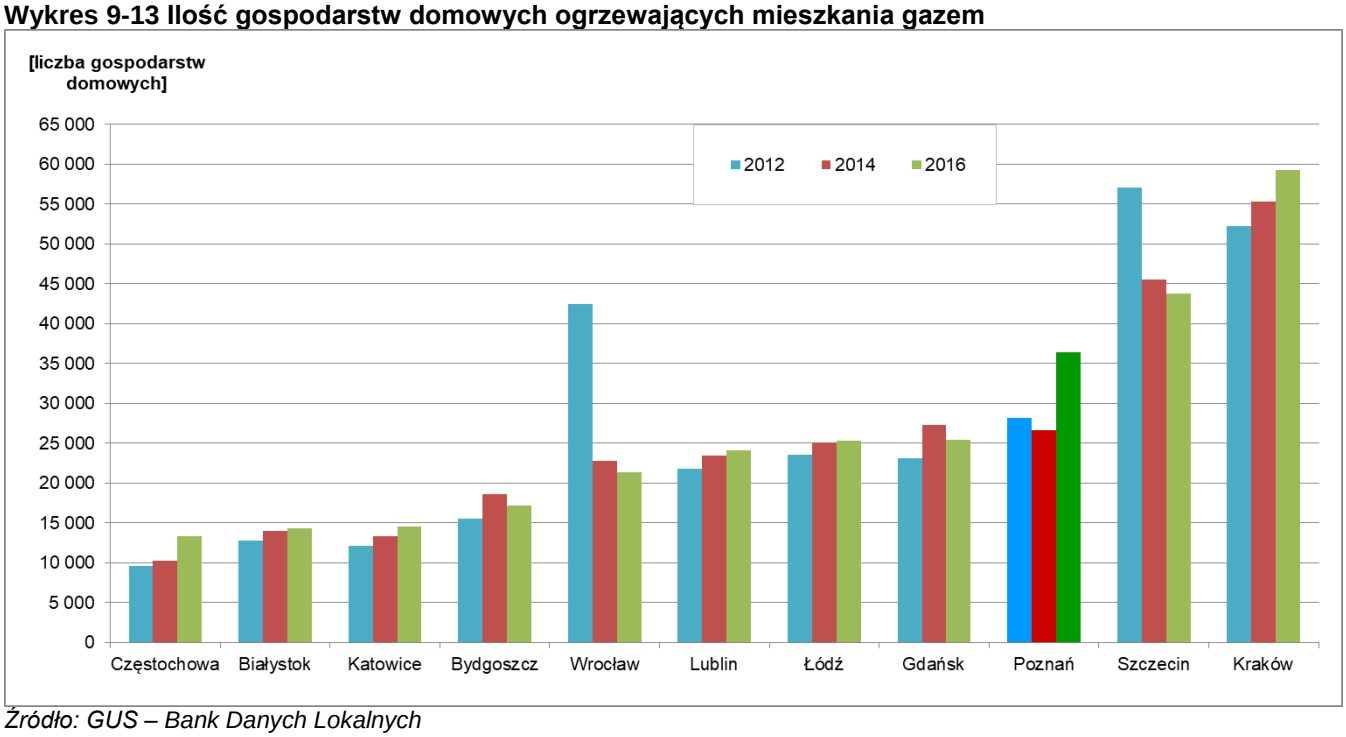
Wykres 9-12 Zużycie gazu na ogrzewanie mieszkania przez jedno gospodarstwo domowe



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Z analizy powyższych wykresów wynika, że Poznań charakteryzuje się jednym z najwyższych wskaźników jednostkowego zużycia gazu, choć obserwowane jest stopniowe obniżanie jego wartości. Natomiast najniższą wartość wskaźnika jednostkowego zużycia gazu przez 1 korzystającego w roku 2016 posiada Białystok: 118 m^3 gazu (Poznań 233 m^3, a w 2012: 246 m^3), a w przypadku zużycia gazu przez gospodarstwo domowe na ogrzewanie mieszkania w roku 2016 – Szczecin: 1187 m^3 gazu (Poznań 2072 m^3, a w 2012: 2 897 m^3).

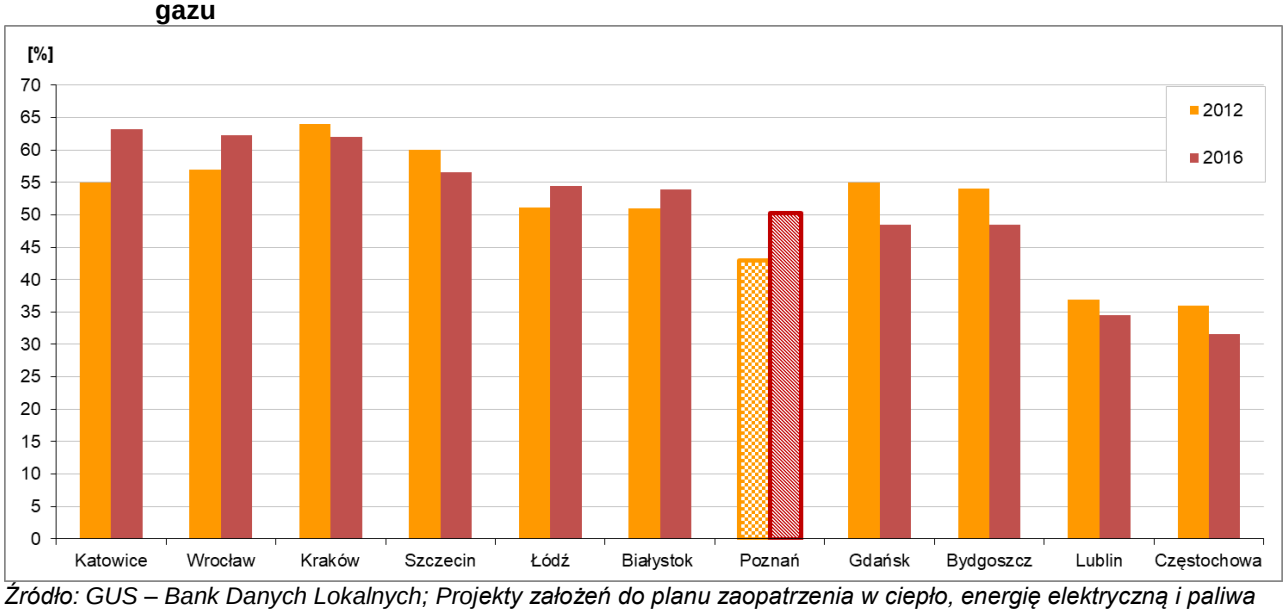
Wykres 9-13 Ilość gospodarstw domowych ogrzewających mieszkania gazem



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Pod względem największej liczby gospodarstw ogrzewających mieszkania gazem Poznań zajmuje trzecią pozycję. Od roku 2015 obserwuje się w Poznaniu wzrost liczby gospodarstw ogrzewających mieszkania gazem. W roku 2016 liczba ta wzrosła o 29% w stosunku do stanu z 2012 roku. Trend w tej dziedzinie dla większości pozostałych miast (poza Wrocławiem i Szczecinem) wskazuje również tendencje wzrostową.

Wykres 9-14 Udział zużycia gazu przez gospodarstwa domowe w stosunku do całkowitego zużycia gazu



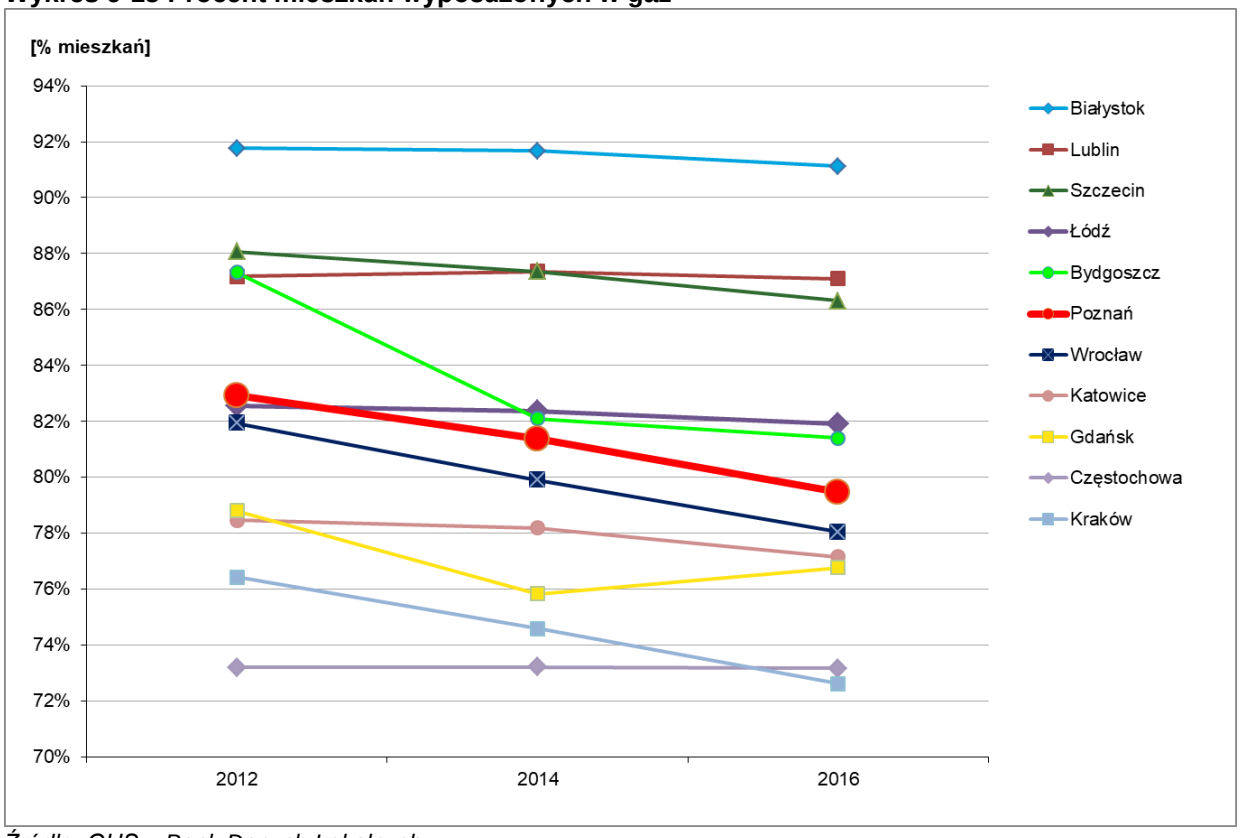
Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych; Projekty założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla poszczególnych miast wraz z ich aktualizacją

Tabela 9-11 Ilość mieszkań wyposażonych w gaz sieciowy oraz procent ludności korzystającej z gazu

pozycja	Miasto	2012		2014		2016	
		Mieszkania wyposażone w gaz sieciowy	% ogółu ludności korzystającej z gazu	Mieszkania wyposażone w gaz sieciowy	% ogółu ludności korzystającej z gazu	Mieszkania wyposażone w gaz sieciowy	% ogółu ludności korzystającej z gazu
1	Łódź	286 292	82	288 198	83	289 931	82
2	Kraków	259 450	76	263 750	74	268 093	73
3	Wrocław	231 489	82	236 557	80	242 712	78
4	**Poznań**	**200 388**	**83**	**201 565**	**81**	**201 890**	**80**
5	Gdańsk	157 229	79	156 886	76	165 876	77
6	Szczecin	148 359	88	149 563	87	151 187	86
7	Lublin	123 789	87	127 149	87	130 225	87
8	Bydgoszcz	126 650	87	120 790	82	121 200	82
9	Białystok	111 086	92	113 957	92	116 708	91
10	Katowice	108 553	78	109 420	78	110 091	77
11	Częstochowa	71 291	73	71 807	73	72 237	73

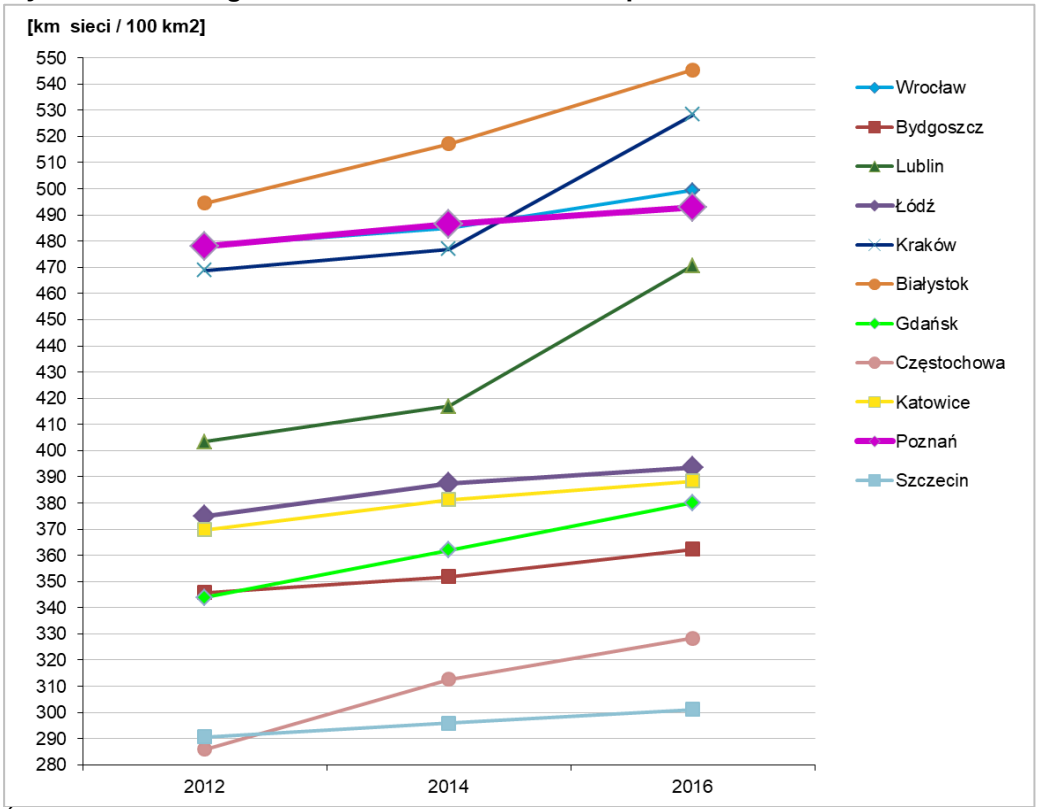
Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Wykres 9-15 Procent mieszkań wyposażonych w gaz



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Wykres 9-16 Sieć gazowa rozdzielcza na 100 km^2 powierzchni miasta.



Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Tabela 9-12 Charakterystyka sieci gazowej

pozycja	Miasto	Długość sieci gazowej			Sieć gazowa rozdzielcza na 100 km^2 powierzchni miasta		
		2012	2014	2016	2012	2014	2016
		km	km	km	km	km	km
1	Białystok	507	531	562	495	517	545
2	Kraków	1 607	1 634	1 802	469	477	528
3	Wrocław	1 426	1 449	1 495	478	485	499
4	**Poznań**	**1 261**	**1 283**	**1 300**	**478**	**486**	**493**
5	Lublin	616	636	714	403	417	471
6	Łódź	1 124	1 161	1 179	375	387	394
7	Katowice	650	669	681	370	381	388
8	Gdańsk	901	949	996	344	362	380
9	Bydgoszcz	613	624	645	346	352	362
10	Częstochowa	511	542	567	286	313	328
11	Szczecin	888	904	919	291	296	301

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

9.5 Ceny nośników energii

Porównanie cen nośników energii w poszczególnych miastach oraz taryf danych przedsiębiorstw energetycznych przedstawiono w rozdziale 7 niniejszego opracowania.

9.6 Emisyjność systemów energetycznych

Wielkość emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw oparto o dane pochodzące z BDL-GUS, gdzie prowadzona jest ewidencja emisji zanieczyszczeń z zakładów szczególnie uciążliwych dla czystości powietrza.
W tabeli poniżej zestawiono wartości średnie dla emisji zanieczyszczeń pyłowych z ww. zakładów, dla lat: 2008÷2012 oraz 2013÷2017.

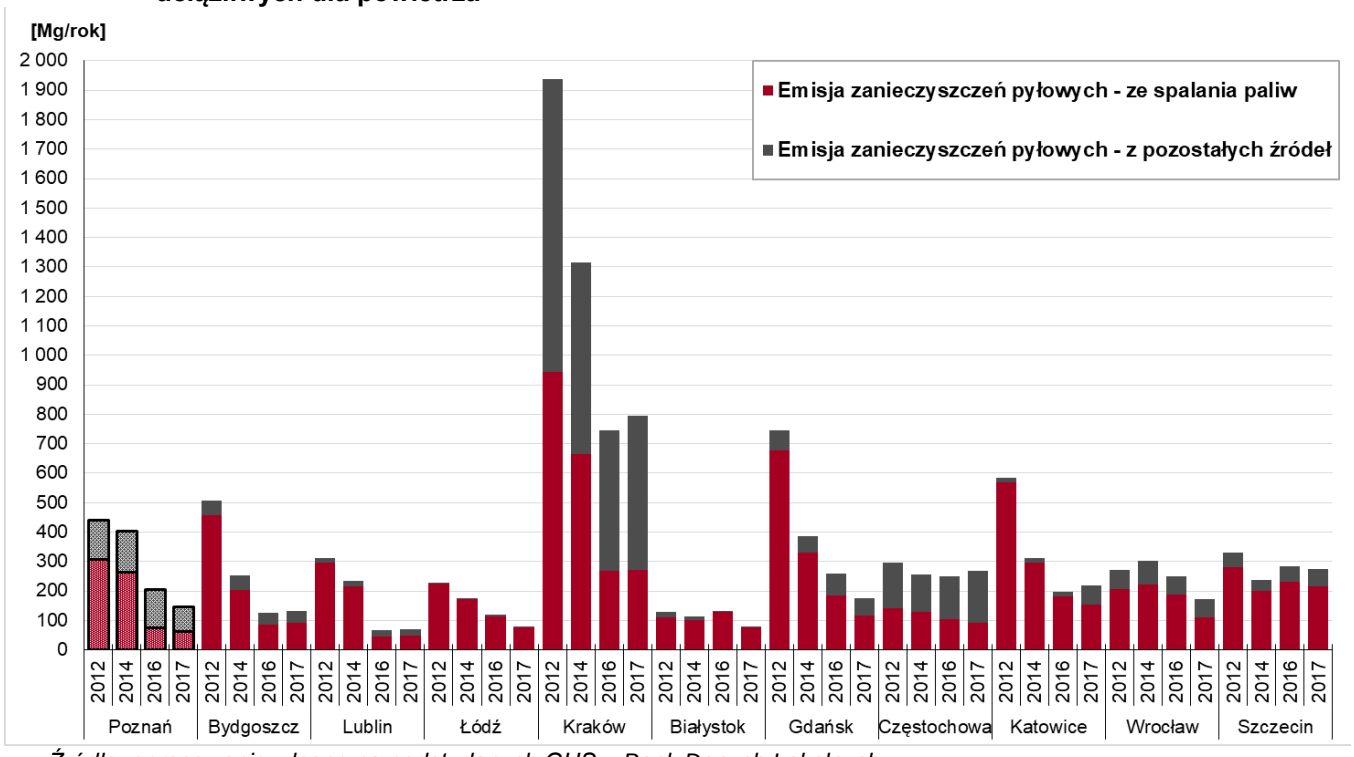
Tabela 9-13 Emisja zanieczyszczań pyłowych – wartości średnie z lat 2008÷2012 i 2013÷2017

pozycja	Miasto	Emisja pyłu ogółem [Mg/rok]		Emisja pyłu ze spalania paliw [Mg/rok]		
		średnia z lat:		średnia z lat:		% obniżenia emisji pyłu ze spalania w 2017 w stosunku do stanu z roku 2012
		2008÷2012	2013÷2017	2008÷2012	2013÷2017	
1	Lublin	443	146	422	155	84%
2	Gdańsk	788	371	715	298	83%
3	Bydgoszcz	600	216	557	172	80%
4	**Poznań**	**555**	**290**	**412**	**166**	**79%**
5	Katowice	571	270	551	244	73%
6	Kraków	2166	1106	839	496	71%
7	Łódź	319	146	317	142	66%
8	Wrocław	319	261	240	192	47%
9	Częstochowa	378	257	249	118	35%
10	Białystok	181	115	163	108	31%
11	Szczecin	385	266	323	218	23%

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Na wykresach poniżej przedstawiono ogólną wielkość emisji zanieczyszczeń gazowych oraz pyłowych z wyszczególnieniem zanieczyszczeń pyłowych ze spalania paliw oraz jednostkową emisję zanieczyszczeń pyłowych, wyrażoną w Mg na 1 km^2 powierzchni danego miasta.

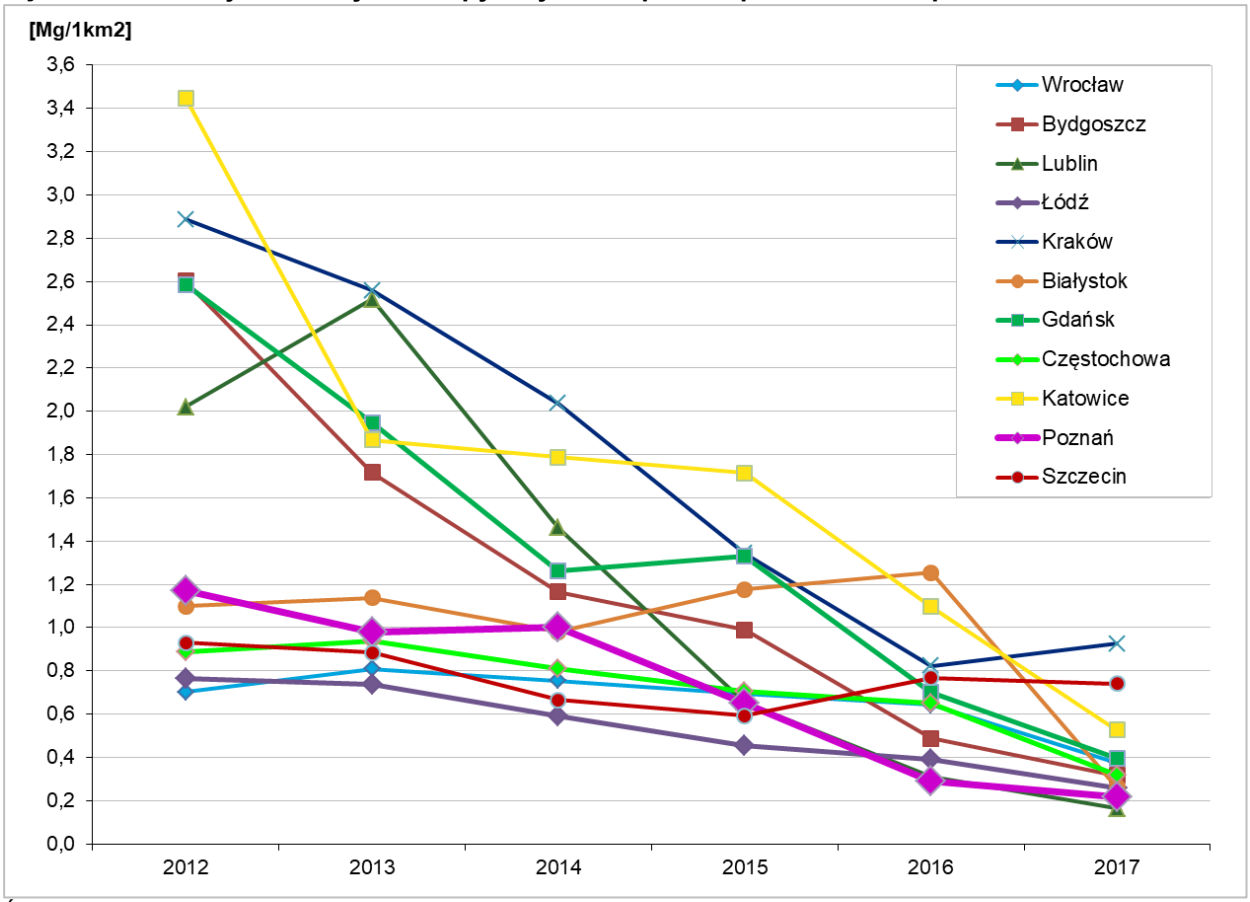
Wykres 9-17 Emisja zanieczyszczeń pyłowych ogółem oraz ze spalania paliw z zakładów szczególnie uciążliwych dla powietrza



Źródło: opracowanie własne na podst. danych GUS – Bank Danych Lokalnych

Średnia wielkość emisji zanieczyszczeń pyłowych ogółem z lat 2008÷2012 dla wszystkich analizowanych miast wynosiła: 592 Mg/rok (Poznań: 555 Mg/rok), a dla zakresu lat 2013÷2017 wynosi: 316 Mg/rok (Poznań: 290 Mg/rok). Przeważającą tendencją w przedmiotowym aspekcie (widoczną również w Poznaniu) jest obniżanie się wielkości emisji zanieczyszczeń pyłowych, w tym – szczególnie ze spalania paliw, z równoczesnym polepszeniem skuteczności odpylania urządzeń do ich redukcji. W roku 2017 łączna wielkość emisji pyłów ze spalania z zakładów szczególnie uciążliwych dla czystości powietrza w Poznaniu została ograniczona o ponad 79% w stosunku do stanu z roku 2012.

Wykres 9-18 Emisja zanieczyszczeń pyłowych ze spalania paliw na 1 km^2 powierzchni miasta



Źródło: opracowanie własne na podst. danych GUS – Bank Danych Lokalnych

Średnia jednostkowa emisja zanieczyszczeń pyłowych (z lat 2012÷2017) ze spalania paliw w odniesieniu do powierzchni analizowanych miast jest najniższa w Łodzi (0,5 Mg/km^2), a najwyższa w Krakowie (1,5 Mg/km^2). W Poznaniu widoczny jest istotny spadek wielkości tej emisji z poziomu 1,2 Mg/km^2 w 2012 r. do 0,2 Mg/km^2 w 2017 r.

W tabeli poniżej zestawiono średnie wielkości emisji zanieczyszczeń gazowych z zakładów szczególnie uciążliwych – dla dwóch kolejnych pięciolatek, tj. 2008÷2012 oraz 2013÷2017. W poniższym zestawieniu nie ujęto emisji CO_2.

Tabela 9-14 Średnie wielkości emisji zanieczyszczeń gazowych ogółem (bez CO_2) z zakładów szczególnie uciążliwych w latach 2008÷2012 oraz 2013÷2017

pozycja	Miasto	Średnia emisja zanieczyszczeń gazowych ogółem (bez CO_2) [Mg/rok]	
		2008÷2012	2013÷2017
1	Lublin	2 909	2 266
2	Białystok	3 269	2 431
3	Szczecin	6 582	4 658
4	Częstochowa	6 627	5 292
5	Wrocław	8 996	5 738
6	**Poznań**	**8 841**	**6 061**
7	Bydgoszcz	9 916	6 125
8	Gdańsk	14 997	7 868
9	Łódź	14 890	8 430
10	Kraków	37 650	21 354
11	Katowice	20 565	54 254

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Jakość powietrza atmosferycznego podlega corocznej ocenie przeprowadzanej przez Wojewódzkie Inspektoraty Ochrony Środowiska. W ramach tej oceny, w poszczególnych strefach, typowane są obszary z przekroczeniami dopuszczalnych poziomów stężeń zanieczyszczeń. Dla tych stref wymagane jest opracowanie Programów Ochrony Powietrza (POP), obejmujących działania naprawcze w celu przywrócenia na danym obszarze wymaganych norm jakości powietrza. W tabeli poniżej zestawiono opracowania POP wykonane dla stref, w których zlokalizowane są poszczególne miasta poddane niniejszej analizie.

Tabela 9-15 Programy Ochrony Powietrza

Miasto	POP / Aktualizacja	data uchwalenia	rodzaj zanieczyszczeń objętych POP-em	rodzaj poziomów dopuszczalnych które zastały przekroczone	rok w którym stwierdzono przekroczenia (wg rocznej oceny jakości powietrza)	przyczyny przekroczeń poziomów dopuszczalnych	termin realizacji POP
Wrocław	Program ochrony powietrza dla województwa dolnośląskiego - Program ochrony powietrza dla strefy aglomeracja wrocławska	uchwała nr XLVI/1544/14 Sejmiku Województwa Dolnośląskiego z dn. 12.02.2014 r., zmieniona uchwałą nr XXXVIII/1255/17 z 28.09.2017 r.	PM10	stężenia 24-godzinne	2011, 2015	niska emisja (sektor komunalno-bytowy), komunikacja miejska	31.12.2023
			PM2,5	stężenia roczne			
			NO_2	stężenia roczne			
			benzo(a)piren	poziom docelowy			
			ozon	poziom docelowy			
Białystok	Program ochrony powietrza dla strefy aglomeracja białostocka	Uchwała Nr IXXXIV/415/13 Sejmiku Województwa Podlaskiego z dn. 20.12.2013 r.	PM10	stężenia 24-godzinne	2011 i 2012	niska emisja (sektor komunalno-bytowy), komunikacja miejska	31.12.2023
			PM2,5	stężenia roczne			
			benzo(a)piren	poziom docelowy			
Łódź	Program ochrony powietrza dla strefy w województwie łódzkim w celu osiągnięcia poziomu docelowego ozonu przyziemnego - Aglomeracja łódzka	Uchwała XLIII/796/13 Sejmiku Województwa Łódzkiego z dnia 17.12.2013 r	ozon	poziom docelowy	2008	emisja komunikacyjna (liniowa), emisja powierzchniowa sektora komunalno-bytowego	31.12.2015

Miasto	POP / Aktualizacja	data uchwalenia	rodzaj zanieczyszczeń objętych POP-em	rodzaj poziomów dopuszczalnych które zastały przekroczone	rok w którym stwierdzono przekroczenia (wg rocznej oceny jakości powietrza)	przyczyny przekroczeń poziomów dopuszczalnych	termin realizacji POP
	Program ochrony powietrza dla strefy w województwie łódzkim w celu osiągnięcia poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego i poziomu docelowego benzo(a)pirenu zawartego w pyle zawieszonym PM10 oraz planu działań któtkoterminowych - Aglomeracja łódzka	Uchwała nr XXXV/689/13 Sejmiku Województwa Łódzkiego z dn. 26.04.2013 r. w sprawie POP, zmieniona uchwałą nr XLI/764/13 z dn. 29.10.2013 r. oraz uchwałą nr VIII/90/15 z dn. 31.03.2015 r.	PM10	stężenia 24-godzinne i stężenia średnioroczne	2010	emisja powierzchniowa pochodząca ze spalania węgla w paleniskach i kotłowniach domowych	31.12.2020
			PM2,5	stężenia roczne, pułap stężenia ekspozycji	2011 2012 2013		
			benzo(a)piren	poziom docelowy	2010		
Lublin	Program ochrony powietrza dla strefy - aglomeracja lubelska ze względu na przekroczenia poziomu dop. pyłu zaw. PM10 z uwzgl. Pyłu PM2,5 (Aktualizacja)	Uchwała Nr XXXV/483/2017 Sejmiku Województwa Lubelskiego z dnia 20.11.2017 r.	PM10	stężenia 24-godzinne	2015	emisja powierzchniowa pochodząca ze spalania węgla w paleniskach i kotłowniach domowych (na terenie miasta oraz napływowa z terenu wojew.)	31.12.2026
			PM2,5	stężenia roczne, pułap stężenia ekspozycji	2015		
Gdańsk	Program ochrony powietrza dla strefy aglomeracji trójmiejskiej, w której został przekroczony poziom dopuszczalny pyłu zawieszonego PM10 oraz poziom docelowy benzo(a)pirenu	Uchwała Nr 352/XXXIII/17 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dn. 27.03.2017 r.	PM10	stężenia 24-godzinne	2015	niska emisja (sektor komunalno-bytowy)	31.12.2023
			benzo(a)piren	poziom docelowy			
Bydgoszcz	Programu ochrony powietrza dla strefy aglomeracja bydgoska ze względu na przekroczenie poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego PM10	Uchwała XXXVII/621/17 Sejmiku Województwa Kujawsko-Pomorskiego z dnia 23.10.2017 r	PM10	stężenia 24-godzinne i stężenia średnioroczne	2015	niska emisja	31.12.2025
	Program ochrony powietrza dla strefy aglomeracja bydgoska ze względu na przekroczenia poziomu docelowego arsenu	Uchwała XXX/536/13 Sejmiku Województwa Kujawsko-Pomorskiego z dnia 28.01.2013 r	arsen w pyle zawieszonym PM10	poziom docelowy	2005-2010	niska emisja	31.12.2020
	Program ochrony powietrza dla 4 stref województwa kujawsko-pomorskiego ze względu na przekroczenia wartości docelowych benzo(a)pirenu	Uchwała XIX/349/16 Sejmiku Województwa Kujawsko-Pomorskiego z dnia 25.04.2016 r	benzo(a)piren	poziom docelowy	2013	niska emisja	31.12.2023
Szczecin	Program Ochrony Powietrza dla stref województwa zachodniopomorskiego tj., aglomeracji szczecińskiej, miasta Koszalin oraz strefy zachodniopomorskiej - TOM I – strefa aglomeracja szczecińska	Uchwała Nr XXVIII/389/13 Sejmiku Województwa Zachodniopomorskiego z dn. 20.10.2013 r.	PM10	stężenia 24-godzinne	2011	niska emisja (sektor komunalno-bytowy), komunikacja miejska	31.12.2023
			benzo(a)piren	poziom docelowy			
Kraków	Programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego - Aglomeracja Krakowska	Uchwała nr XXXIX/612/09 Sejmiku Województwa Małopolskiego z dn. 21.12.2009 r., zmieniona uchwałami: nr VI/70/11 z	PM10	stężenia 24-godzinne i stężenia średnioroczne	2011 2015	niska emisja, transport drogowy	31.12.2023
			PM2,5	stężenia roczne, pułap stężenia ekspozycji			
			ben-	poziom			

Miasto	POP / Aktualizacja	data uchwalenia	rodzaj zanieczyszczeń objętych POP-em	rodzaj poziomów dopuszczalnych które zastały przekroczone	rok w którym stwierdzono przekroczenia (wg rocznej oceny jakości powietrza)	przyczyny przekroczeń poziomów dopuszczalnych	termin realizacji POP
		dn. 28.02.2011 r.; nr XLII/662/13 z dn. 30.09.2013 r.; nr XXXII/451/17 z dn. 23.01.2017 r.	zo(a)piren	docelowy			
			NO_2	stężenia roczne			
Poznań	**Programu ochrony powietrza w zakresie pyłu PM10 oraz B(a)P dla strefy aglomeracja poznańska, którego integralną część stanowi plan działań krótkoterminowych w zakresie pyłu PM10**	**uchwała nr XI/316/15 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dn. 26.10.2015 r.**	**PM10**	**stężenia 24-godzinne**	**2013**	**niska emisja z indywidualnych systemów grzewczych (sektor komunalny); niekorzystne warunki meteorologiczne (tj. cisze wiatrowe, niskie położenie warstwy inwersyjnej, niże baryczne) utrudniające dyspersję zanieczyszczeń**	**31.12.2022**
			benzo-(a)piren	**poziom docelowy**			
Katowice	Program ochrony powietrza dla terenu województwa śląskiego mający na celu osiągnięcie poziomów dopuszczalnych substancji w powietrzu oraz pułapu stężenia ekspozycji - Aglomeracja Górnośląska	Uchwała Nr V/47/5/2017 Sejmiku Województwa Śląskiego z dn. 18.12.2017 r.	PM10	stężenia 24-godzinne oraz stężenia roczne	2015	emisja powierzchniowa (indywidualne źródła opalane węglem)	31.12.2027
			benzo(a)piren	poziom docelowy			
			PM2,5	stężenia roczne, pułap stężenia ekspozycji			
			NO_2	stężenia roczne		transport drogowy	
Częstochowa	Program ochrony powietrza dla terenu województwa śląskiego mający na celu osiągnięcie poziomów dopuszczalnych substancji w powietrzu oraz pułapu stężenia ekspozycji - Miasto Częstochowa	Uchwała Nr V/47/5/2017 Sejmiku Województwa Śląskiego z dn. 18.12.2017 r.	PM10	stężenia 24-godzinne oraz stężenia roczne	2015	emisja powierzchniowa (indywidualne źródła opalane węglem)	31.12.2027
			benzo(a)piren	poziom docelowy			
			PM2,5	stężenia roczne, pułap stężenia ekspozycji			

Źródło: informacje na stronach internetowych poszczególnych urzędów marszałkowskich

Jak widać z powyższego zestawienia, każde z analizowanych miast boryka się z problemem ponadnormatywnego zanieczyszczenia powietrza. Głównie przekraczane są stężenia pyłu PM10 oraz benzo(a)pirenu, a przyczyną tych przekroczeń jest przeważnie tzw. niska emisja, czyli emisja pochodząca ze spalania węgla w indywidualnych paleniskach i kotłowniach domowych.

9.7 Udział energii uzyskanej z wykorzystania OZE

W rozdziale 9.4.1. „Ciepło”, w tabeli 9-13 charakteryzującej systemy ciepłownicze w analizowanych miastach, przedstawiono również źródła pracujące dla centralnych systemów ciepłowniczych, które jako paliwo stosują także biomasę (głównie współspalanie z węglem). Tego rodzaju źródła pracują w ośmiu z jedenastu analizowanych miast, w tym również w Poznaniu. Jedynie w Gdańsku, Bydgoszczy, Lublinie i Katowicach nie zidentyfikowano instalacji energetycznego spalania paliw, wykorzystującej biomasę dla produkcji ciepła na potrzeby msc

Natomiast udział energii cieplnej pochodzącej ze spalania biomasy w tych instalacjach, jest trudny do oszacowania i aktualnie brak danych na ten temat. We wspomnianej powyżej tabeli przedstawiono ogólną wielkość sprzedaży energii cieplnej z msc, produkowanej m.in. w instalacjach współspalających biomasę.

W tabeli poniżej porównano rodzaj i potencjał źródeł energii odnawialnej oraz instalacji wykorzystujących OZE – zidentyfikowane w poszczególnych miastach poddanych analizie.

Tabela 9-16 Instalacje i źródła energii odnawialnej zlokalizowane na terenie analizowanych miast

Źródło pozyskania energii	Potencjał	Rodzaj / nazwa instalacji	Parametry instalacji	Wielkość produkcji	Pozostałe dane
BIAŁYSTOK					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje i jest wykorzystywany	Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych	Wydajność linii: 120 000 Mg odpadów/rok Moc elektryczna 8,68 MWe Moc cieplna 17,5 MW	Energia elektryczna – plan: 45 tys. MWh/rok, Energia cieplna – plan: 350 tys.GJ/rok	Rozpoczęcie eksploatacji: 2016 r.
Energia słoneczna	Występuje i jest wykorzystywany	Kolektory słoneczne	b.d.	b.d.	Lokalizacja – zabudowa jednorodzinna, trzy obiekty użyteczności publ., jeden obiekt handlowy
Energia geotermalna	Występuje dla geotermii płytkiej	Pompy ciepła	b.d.	b.d.	Lokalizacja – zabudowa jednorodzinna, jeden obiekty użyteczności publ., jeden obiekt handlowy
Energia z biomasy*	Występuje i jest wykorzystywany	Kotły na biomasę	b.d.	b.d.	Lokalizacja – zabudowa jednorodzinna, jeden ob.użyteczn.publ., siedem ob.usługowych, dwa zakłady produkcyjne, Elektrociepłownia Białystok
Biogaz	Brak identyfikacji	b.d.	b.d.	b.d.	-
Energia wiatru	Brak identyfikacji	b.d.	b.d.	b.d.	-
Energia wód	Brak identyfikacji	b.d.	b.d.	b.d.	-
BYDGOSZCZ					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje i jest wykorzystywany	Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych	Wydajność: 2 linie po 11,5 Mg odpadów/h każda, Moc elektryczna 13,8 MWe Moc cieplna 27,7 MW	Energia elektryczna – plan: 54 tys. MWh/rok, Energia cieplna – plan: 648 tys.GJ/rok	Rozpoczęcie eksploatacji: 2016 r.
		instalacja do termicznego przekształcania odpadów medycznych	Moc elektryczna 1,56 MWe Moc cieplna 0,56 MW	b.d.	Unieszkodliwianie odpadów medycznych w Centrum Onkologii
		instalacja do chemiczno-termicznego unieszkodliwiania odpadów niebezpiecznych	Zdolność przetwarzania: ok. 10 Mg/doba	b.d.	Unieszkodliwianie odpadów niebezpiecznych, właściciel instalacji - MD-Proeko sp. z o.o.
Energia słoneczna	Dobry potencjał - wykorzystywany	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	b.d.	b.d.	Lokalizacja – zabudowa jedno- i wielorodzinna, liczne instalacje na obiektach szkolnych, obiekty szpitalne, usługowe
			Elektrownia – 4800 modułów	b.d.	Firma Hanplast
			366 modułów o łącznej pow. 596 m^2; max moc osiągalna 0,135 kW/m^2	b.d.	System fotowoltaiczny firmy FROSTA Sp. z o.o. – zasilanie chłodni
Energia geotermalna	Brak potwierdzenia występowania zasobów geotermii głębokiej; duże możliwości dla geotermii płytkiej	Pompy ciepła	b.d.	b.d.	-
Energia z biomasy*	Biomasa zielona – niewielki potencjał lokalny	Kotły biomasowe	b.d.	b.d.	Biomasa stała wykorzystywana w zabudowie mieszkaniowej oraz w obiektach usługowo-wytwórczych
Biogaz	wysoki	Biogazownie	b.d.	Produkcja energii elektrycznej i cieplnej	Dwie biogazownie zlokalizowane na oczyszczalniach ścieków: OŚ Kapuściska i OŚ Fordon
		Agregaty prądotwórcze wchodzące w skład Bioenergetycznego Kopca Recyrkulacyjnego	b.d.	Produkcja energii elektrycznej ok. 8000 MWh/rok	Kopiec BIO-EN-ER wraz z instalacją odgazowującą wchodzi w skład Międzygminnego Kompleksu Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura. Biogaz pochodzi z procesów: składowania odpadów oraz fermentacji metanowej odpadów biodegradow.

Źródło pozyskania energii	Potencjał	Rodzaj / nazwa instalacji	Parametry instalacji	Wielkość produkcji	Pozostałe dane
Energia wiatru	Znaczny potencjał energetyczny wiatru ograniczony lokalnymi warunkami przestrzenno-krajobrazowymi	Brak identyfikacji	b.d.	b.d.	-
Energia wód	Wysoki potencjał wód płynących - wykorzystywany	Małe elektrownie wodne	MEW Smukała: 2x2MW MEW Kujawska: 0,015 MW MEW Mewat: 0,945 MW El. RZGW Gdańsk: 0,132 MW	b.d.	-
CZĘSTOCHOWA					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje – nie wykorzystany	brak	-	-	-
Energia słoneczna	Występuje - wykorzystany	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa; liczne instalacje na obiektach użyteczności publicznej
Energia geotermalna	Geotermia głęboka – potencjał nie zbadany, możliwość wykorzystania geotermii płytkiej	Pompy ciepła	b.d.	b.d.	-
Energia z biomasy*		Kotłownie biomasowe	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa, zakłady wytwórcze
Biogaz	wysoki	Biogazownia na oczyszczalni ścieków	Agregat kogeneracyjny o mocy cieplnej 0,870 MW i mocy elektrycznej 0,828 MWe	Produkcja energii elektrycznej i cieplnej	-
		Mała Elektrownia Gazowa na składowisku odpadów w Sobuczynie	Silnik o mocy 0,5 MW	Produkcja energii elektrycznej	Składowisko zlokalizowane jest w gminie Poczesna i stanowi własność miasta Częstochowy
Energia wiatru	Potencjał na granicy stref „dość korzystnej" i „niekorzystnej"	Siłownia wiatrowa	3 turbiny o mocy 0,125 MW każda	b.d.	-
Energia wód	występuje	Mała Elektrownia Wodna	Moc generatorów 75 kW	Produkcja – plan: 350 MWh	EW Kucelinka
GDAŃSK					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje – nie wykorzystany	Brak instalacji	-	-	Planowana budowa Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów
Energia słoneczna	Powyżej średniego- wykorzystywany	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa, obiekty użyt. publ, ob. usługowe
		Elektrownia solarna PV Delta	6 292 panele fotowoltaiczne na terenie powierzchni ok. 4 ha; łączna moc zainstalowana 1,64 MW	Produkcja energii elektrycznej w 2017 r.: 1,381 GWh	Inwestycję zrealizowała Gdańska Grupa Energa
Energia geotermalna	Geotermia głęboka – pozyskanie nieopłacalne; geotermia płytka – występują możliwości jej wykorzystania	Pompy ciepła	Łączna moc zainstalowana dla 15-tu zidentyfikowanych instalacji: 1,34 MW	b.d.	Zidentyfikowane: 15 instalacji zlokalizowanych w zabudowie mieszkaniowej i obiektach użyteczności publicznej
Energia z biomasy*	Małe zasoby lokalne; biomasa stała – spoza miasta	Kotły biomasowe	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa
Biogaz	Występuje - wykorzystywany	Małe gazowe moduły kogeneracyjne (CHP)	Moc elektryczna ok. 1,1 MW	b.d.	Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o. (Gdańsk-Szadółki)
			Moc elektryczna ok. 2,9 MW	b.d.	Oczyszczalnia Ścieków Wschód
Energia wiatru	Występuje dla małych elektrowni wiatrowych – nie wykorzystany	Brak instalacji	-	-	-
Energia wód	Mały – wykorzystanie nieopłacalne	Brak instalacji	-	-	-

Źródło pozyskania energii	Potencjał	Rodzaj / nazwa instalacji	Parametry instalacji	Wielkość produkcji	Pozostałe dane
KATOWICE					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	występuje	Zakład Utylizacji Odpadów – termiczne unieszkodliwianie odpadów (w tym – niebezpiecznych)	Łączna moc dwóch linii technologicznych: 7,5 MW	b.d.	Planowana budowa: Instalacji wysokosprawnego systemu kogeneracji wraz z przebudową jednostki odzysku ciepła ze spalin w procesie termicznego unieszkodliwiania odpadów w MPGK Sp. z o. o. w Katowicach
Energia słoneczna	Warunki korzystne	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	9 przedsiębiorstw – łącznie ok. 1,18 MW; 61 osób fizycznych i 14 osób prawnych – łącznie ok. 0,583 MW	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa; obiekty użyteczności publicznej, obiekty usługowo-wytwórcze
Energia geotermalna	Geotermia głęboka – potencjał nieznaczny; geotermia płytka – występują możliwości jej wykorzystania	Pompy ciepła	b.d.	b.d.	Kilkadziesiąt instalacji na terenie miasta
Energia z biomasy*	występuje	Kotły biomasowe	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa
Biogaz	Występuje – wykorzystywany	Układ kogeneracyjny wykorzystujący biogaz z OŚ	Moc cieplna 1,5 MW Moc elektryczna 0,28 MW	b.d.	Instalacja zlokalizowana na terenie OŚ Gigablok (beztlenowa fermentacja osadów ściekowych)
Energia wiatru	Mało korzystne warunki dla siłowni wiatrowych	Brak instalacji siłowni wiatrowych	-	-	-
Energia wód	Brak identyfikacji	Brak instalacji	-	-	-
KRAKÓW					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje - wykorzystywany	Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych	Moc cieplna 35 MW Moc elektryczna 11 MW Roczna wydajność 220 tys. Mg odpadów/rok	b.d.	Rozpoczęcie eksploatacji: 2016 r.
Energia słoneczna	Występuje - wykorzystywany	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	Łączna moc (w ramach PONE): 1,6 MWt	Łączna produkcja (w ramach PONE): 1,8 MWh	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa, obiekty użyteczności publicznej
		Elektrownia fotowoltaiczna	Moc elektryczna 60 kW	Energia elektr.: ok. 70 MWh	Elektrownia fotowoltaiczna na terenie OŚ Płaszów
Energia geotermalna	Geotermia głęboka – potencjał występuje lokalnie – do wykorzystania w celach rekreacyjnych; geotermia płytka – występują możliwości jej wykorzystania	Pompy ciepła	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa
Energia z biomasy*	Małe zasoby lokalne; biomasa stała – spoza miasta	b.d.	b.d.	b.d.	-
Biogaz	Występuje - wykorzystywany	Agregaty na biogaz wysypiskowy	Moc cieplna 1,279 MW Moc elektryczna 0,875 MW	b.d.	Lokalizacja - Składowisko odpadów komunalnych w Baryczy
		Układy kogeneracyjne	OŚ Kujawy - 0,887 MWt i 0,538 MWe; OŚ Płaszów – 2,4 MWt i 1,6 MWe	Produkcja łączna: OŚ Kujawy 2,95 GWh OŚ Płaszów 9,6 GWh	Biogaz uzyskiwany w wyniku beztlenowej fermentacji osadów ściekowych na terenie Oczyszczalni Ścieków.
Energia wiatru	Mały	Brak identyfikacji	-	-	-
Energia wód	Występuje - wykorzystywany	Mała Elektrownia Wodna	MEW Dąbie 3,0 MW MEW Przewóz 4,0 MW MEW Kościuszko 3,1 MW	Energia elektryczna łącznie ok. 47,2 GWh	-
LUBLIN					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje – nie wykorzystany	Brak instalacji	-	-	-

Źródło pozyskania energii	Potencjał	Rodzaj / nazwa instalacji	Parametry instalacji	Wielkość produkcji	Pozostałe dane
Energia słoneczna	Występuje - wykorzystywany	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa, obiekty użyteczn. publicznej, zakłady przemysł. i usługowe
Energia geotermalna	Brak identyfikacji	-	-	-	-
Energia z biomasy*	Brak identyfikacji	--	-	-	-
Biogaz	Występuje - wykorzystywany	Dwa zespoły prądotwórcze	Łączna moc elektryczna 1,7 MW	b.d.	Biogaz uzyskiwany w wyniku beztlenowej fermentacji osadów ściekowych na terenie Oczyszczalni Ścieków Hajdów
Energia wiatru	Średni	Brak identyfikacji	-	-	-
Energia wód	Występuje - wykorzystywany	Mała Elektrownia Wodna	Moc 0,05 MW	Energia elektr. ok. 200 MWh	-
ŁÓDŹ					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	występuje	Brak instalacji	-	-	-
Energia słoneczna	Występuje - wykorzystywany	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa, obiekty użyteczności publicznej
Energia geotermalna	Występuje	Pompy ciepła	b.d.	b.d.	Planowane: Politechnika Łódzka realizuje projekt wykonania otworu badawczego w celu ustalenia faktycznych zasobów eksploatacyjnych złoża wód termalnych.
Energia z biomasy*	Występuje uprawa biomasy na cele energetyczne – 60 ha	b.d.	b.d.	b.d.	-
Biogaz	Występuje - wykorzystywany	Elektrociepłownia (i kotłownia jako źródło rezerwowe)	Łączna moc elektryczna 2,8 MW Łączna moc cieplna 3,5 MW	Energia elektr.: 16,8 GWh Energia cieplna: 88,9 TJ	Biogaz uzyskiwany w wyniku beztlenowej fermentacji osadów ściekowych na terenie Grupowej Oczyszczalni Ścieków w Łodzi
Energia wiatru	Wysoki	Brak instalacji	-	-	-
Energia wód	Mały	Brak identyfikacji	-	-	-
SZCZECIN					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje - wykorzystywany	Instalacja termicznego przekształcania odpadów	Moc elektryczna 15,481 MW Moc cieplna 58,34 MW	b.d.	Instalacja uruchomiona w 2017 r. Eksploatator – Zakład Unieszkodliwiania Odpadów w Szczecinie
Energia słoneczna	Występuje - wykorzystywany	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa, gminne obiekty użyteczności publicznej
Energia geotermalna	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
Energia z biomasy*	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
Biogaz	Występuje - wykorzystywany	Generatory prądotwórcze	Moc elektryczna 1,05 MW Moc cieplna 1,4 MW	b.d.	Lokalizacja – oczyszczalnia ścieków Pomorzany w Szczecinie
Energia wiatru	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
Energia wód	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	-
WROCŁAW					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje – nie wykorzystany	Brak instalacji	-	-	-
Energia słoneczna	Dobry i umiarkowany	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	Łączna moc paneli PV podłączonych do OSD w 2015 r.: 0,077 MW	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa, zakłady i obiekty usługowe
Energia geotermalna	Geotermia głęboka – pozyskanie nieopłacalne; geotermia płytka – występują możliwości jej wykorzystania	Pompy ciepła	Łączna moc zidentyfikowanych w 2015 r. instalacji: 0,5 MW	b.d.	-

Źródło pozyskania energii	Potencjał	Rodzaj / nazwa instalacji	Parametry instalacji	Wielkość produkcji	Pozostałe dane
Energia z biomasy*	Występuje - wykorzystywany	Kotłownie biomasowe	b.d.	b.d.	Lokalizacja: zabudowa mieszkaniowa, lokalne kotłownie
Biogaz	Występuje - wykorzystywany	Układ kogeneracyjny	b.d.	b.d.	Lokalizacja – Wrocławska Oczyszczalnia ścieków
Energia wiatru	nieznaczny	Brak instalacji	-	-	-
Energia wód	Występuje - wykorzystywany	Elektrownie Wodne	EW Wrocław I + EW Wrocław II + EW Marszowice: 6,03 MW MEW: 0,037 MW	Łączna produkcja z trzech EW: ok.26,6 GWh; Produkcja z MEW ok. 0,1 GWh	-
POZNAŃ					
Termiczne Przekształcanie Odpadów	Występuje - wykorzystywany	Instalacja termicznego przekształcania odpadów	Moc elektryczna max 15 MW Moc cieplna max 34 MW	ok. 128 GWh/rok ok. 267 TJ/rok	Instalacja sprzedaje do msc ok. 300 GJ/rok (10 MW mocy zamówionej)
Energia słoneczna	Dobry	Kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne	Łącznie – ob. użyteczn. publ.: ok. 1,6 MW	Łącznie – ob. użyteczn. publ.: 1,8 TJ/rok	Lokalizacja: obiekty użyteczności publicznej (szpitale, ośrodki naukowe); zabudowa mieszkaniowa
Energia geotermalna	Geotermia głęboka – potencjał występuje lokalnie – do wykorzystania w celach rekreacyjnych; geotermia płytka – występują możliwości jej wykorzystania	Termy Maltańskie sp. z o.o.	odwiert o głębokości 1306 m , temp. ok. 40°C (solanki chlorkowo-sodowe)	wydajność eksploatacyjna ujęcia : od ok. 34 do 73 m^3/h	Wody wykorzystywane są w celach rekreacyjno-leczniczych
		Poznański Ośrodek Specjalistycznych Usług Medycznych – wymiennik gruntowy (część solarnej instalacji hybrydowej)	61 odwiertów o głębokości 100 m każdy	Wydajność cieplna wymiennika gruntowego: 244 kW	Celem instalacji geotermalnej jest podgrzewanie powietrza wentylacyjnego zimą i schładzanie latem
		pompy ciepła	Łącznie - ośrodki naukowe: 0,99 MW	Łącznie - ośrodki naukowe: 7,2 TJ/rok	Lokalizacja: ośrodki naukowe Uniwersytet Przyrodn., Uniwersytet Ekonom., Politechnika Pozn., CKZiU oraz MPT Sp. z o.o., zabud. mieszkaniowa
Energia z biomasy*	Mały potencjał lokalny (zieleń miejska)	Kotły (kominki) na biomasę	b.d.	b.d.	Lokalizacja: głównie zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna
Biogaz	Występuje - wykorzystywany	Układ kogeneracyjny w Lewobrzeżnej Oczyszczalni Ścieków	Moc elektryczna 1,6 MW Moc cieplna 1,84 MW	ok. 4,1 GWh/rok ok. 13 TJ/rok	-
		Kocioł na biogaz w Wrigley Poland Sp. z o.o.	Moc zainstal. 0,6 MW	ok. 4,7 TJ/rok	-
Energia wiatru	Występują korzystne warunki; możliwość wykorzystania – znacznie ograniczona (obszary chronione, uwarunkow. prawne)	Turbiny wiatrowe (instalacje edukacyjne)	b.d.	b.d.	-
Energia wód	Brak odpowiedniego potencjału wód do wykorzystania	Brak instalacji	-	-	-

* *bez spalania biomasy w źródłach systemowych, których opis przedstawiono w rozdz. 9.4.1.*

9.8 Zarządzanie energią w mieście

Tabela 9-17 Dokumenty strategiczne w zakresie zarządzania energią w mieście

Miasto	Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe		
	tytuł	rok uchwalenia	aktualizacja
Gdańsk	„Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska”	2006 r.	2016 r.
Kraków	„Założenia do planu zaopatrzenia Gminy miejskiej Kraków w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”	2004 r.	2010 r., 2014 r.
Wrocław	„Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Gminy Wrocław”	2004 r.	2013 r., 2016 r.
Białystok	„Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Białystok na lata 2012 - 2030”	2012 r.	2017 r.
Poznań	**„Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania”**	**2002 r.**	**2011 r., 2015 r, 2018 r.- w trakcie kolejnej Aktualizacji**
Lublin	Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze Gminy Lublin”	2002 r.	2015 r. - projekt
Szczecin	„Projekt założeń do planu zaopatrzenie w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Gminy Miasto Szczecin”	1998 r.	2001 r.
Bydgoszcz	„Założenia do planu zaopatrzenia Bydgoszczy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe do 2025 roku”	2010 r.	2015 r., 2018 r.
Częstochowa	„Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Częstochowy”	2004 r.	2007 r., 2011 r., 2014 r., 2018 r.- w trakcie aktualizacji
Katowice	„Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Katowice”	2001 r.	2014 r., 2018 r.
Łódź	„Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Łodzi na lata 2012-2030”	2013 r.	2017 r.

Źródło: opracowanie własne

III. ANALIZY, PROGNOZY, PROPOZYCJE

10. Analiza rozwoju - przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii

10.1 Wprowadzenie

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 zaktualizowanych dokumentów lokalnych i regionalnych, które zostały opracowane i przyjęte uchwałą odpowiednich organów w okresie październik 2014 – sierpień 2018.

W „Analizie ...” uwzględniono:

- ➔ dokumenty planistyczne województwa:
  - Zaktualizowana Strategia Rozwoju Województwa Wielkopolskiego do 2020 roku przyjęta uchwałą Sejmiku Województwa Wielkopolskiego Nr XXIX/559/12 z dnia 17 grudnia 2012 r.,
  - Plan zagospodarowania przestrzennego Województwa Wielkopolskiego przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Wielkopolskiego nr XLVI/690/10 z dnia 26 kwietnia 2010 r.,
  - Projekt planu zagospodarowania przestrzennego województwa wielkopolskiego. Wielkopolska 2020+,
  - Projekt planu zagospodarowania przestrzennego miejskiego obszaru funkcjonalnego Poznania. Poznański Obszar Metropolitalny

oraz

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

Podstawę do określenia kierunków rozwoju Poznania w 2014 roku we wcześniej przyjętym dokumencie, tj. Aktualizacji założeń… z 2014 r., stanowiło Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Poznania przyjęte uchwałą Rady Miasta Poznania we wrześniu 2014 roku, będąc podstawowym źródłem wytycznych i informacji dla określenia lokalizacji i charakteru obszarów wyznaczonych pod rozwój miasta.
W niniejszym projekcie wprowadzono zmiany dotyczące lokalizacji obszarów rozwoju strefy budownictwa mieszkaniowego oraz usług i przemysłu wynikające z zapisów ujętych w aktualnie obowiązujących dokumentach i korekty tempa rozwoju stanowiące odzwier-

ciedlenie stanu rzeczywistego minionych czterech lat. Uwzględniono również fakt wykorzystania terenów pod zabudowę zrealizowaną w latach 2014–2017.

Aktualnie obowiązującymi dokumentami planistycznymi dla miasta Poznania są:

- Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Poznania przyjęte uchwałą Nr LXXII/1137/VI/2014 Rady Miasta Poznania z dnia 23 września 2014 r. – dokument dalej obowiązujący,
- obowiązujące miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego.

Spośród dokumentów o charakterze strategicznym wymienić należy:

- Strategię Rozwoju Miasta Poznania 2020+ przyjętą Uchwałą Rady Miasta Poznania Nr XLI/708/VII/2017 z dnia 24 stycznia 2017 r.
- Gminny Program Rewitalizacji dla Miasta Poznania przyjęty Uchwałą Rady Miasta Poznania nr LVI/1020/VII/2017 i zmianą uchwały Nr LVIII/1091/VII/2017 z dnia 5 grudnia 2017 r.
- Politykę mieszkaniową Miasta Poznania na lata 2017 – 2027 przyjętą Uchwałą Rady Miasta Poznania Nr LVIII/1095/VII/2017 z dnia 5 grudnia 2017 r.

Analizę rozwoju przeprowadzono wydłużając okres docelowy z 2030 roku, stanowiący horyzont „Aktualizacji 2014", do roku 2035.
Dla przeprowadzenia analizy poziomu potrzeb energetycznych przyjęto następujące okresy rozwoju miasta:

- do roku 2025;
- w latach 2026 do 2030;
- w latach 2031 do 2035 z określeniem stanu docelowego na rok 2035;
- wskazanie chłonności terenów wytypowanych do zagospodarowania.

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 Poznania 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,
  - działalność w sferze nauki i edukacji,
  - działalność w sferze ochrony zdrowia;
- ➔ rozwój przemysłu i wytwórczości;
- ➔ konieczność poprawy stanu jakości środowiska.

Sporządzanie długoterminowych prognoz zapotrzebowania na nośniki energii odgrywa ważną rolę w planowaniu budowy przyszłych jednostek wytwórczych oraz rozwoju sieci

dystrybucyjnej i przesyłowej. Określenie wielkości maksymalnego zapotrzebowania stanowi ważny element zarządzania energetycznego. W ogólnym przypadku zapotrzebowanie mocy dla każdego z systemów energetycznych w danym momencie czasowym jest funkcją takich czynników jak: temperatury zewnętrzne, ogólny stan pogody, pora dnia, dzień tygodnia, sezony wakacyjne, warunki ekonomiczne itd. W znaczeniu długoterminowym należy ująć ogląd probabilistyczny poziomów zapotrzebowania szczytowego, na podstawie prognoz przyrostu gęstości zaludnienia, dokonując pełnej oceny możliwych rozkładów przyszłych wartości zapotrzebowania, ważnych tak z punktu widzenia prognozy, jak również niezbędnych dla oceny i zabezpieczenia ryzyka finansowego związanego ze zmiennością zapotrzebowania i niepewnością prognozy. Określone szczytowe zapotrzebowanie mocy w danym czasie jest związane z zakresem niepewności, powodowanym błędami prognoz rozwoju czynników takich jak: wielkość populacji, przemiany technologiczne, warunki ekonomiczne, przeważające warunki pogodowe (oraz rozkład tych warunków), jak również ogólna przypadkowość właściwa dla określonego zjawiska.

Występują różne rodzaje prognoz obciążenia, które można skategoryzować na wiele różnych sposobów. Najważniejsze z cech to: termin i rodzaj danych wejściowych. Każda prognoza: krótkoterminowa, średnioterminowa i długoterminowa posiada różne cechy charakterystyczne, wymagające zastosowania właściwych danych wejściowych i technik. Każdy typ prognozy cechuje podobne ryzyko, jednakże doniosłość poszczególnych czynników ryzyka może się diametralnie różnić. W ogólności prognozy krótkoterminowe sporządzane są na okres jednego roku lub krótszy. Ten typ prognoz nie jest nadmiernie obciążony ryzykiem regulacyjnym lub technologicznym, jednakże nagła upadłość wielkiego odbiorcy przemysłowego może mieć znaczny wpływ na ten typ prognozy. W dodatku nadzwyczajne uwarunkowania pogodowe, łatwo mogą skutkować ryzykiem dla trafności przewidywań krótkoterminowych. Prognozy średnioterminowe sporządzane są na okres od roku do pięciu lat. Mogą być wykorzystywane do określenia niezbędnych aktywów cechujących się krótszym czasem niezbędnym do ich zaprojektowania i budowy, takich jak kocioł wodny lub źródło szczytowe. Prognozy takie są nieprzydatne do określenia wymagań stawianych wizji strategicznej, albowiem okres potrzebny do zaplanowania budowy dużego źródła podstawowego łatwo może przekroczyć pięć lat, zważywszy czas potrzebny na ustalenie lokalizacji, często występującą konieczność nowelizacji miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a wreszcie rozwiązanie ewentualnej kwestii możliwych protestów społecznych, z jakimi coraz częściej mamy do czynienia przy projektowaniu i realizacji inwestycji energetycznych.

Prognozy długoterminowe dotyczą okresów dłuższych niż pięć lat. Ważnym polem zastosowania tego typu prognoz jest planowanie zasobów. W państwach, które dokonały deregulacji, przedsiębiorstwa energetyczne używają długoterminowych modeli do planowania alokacji zasobów. Dla aktywów, których rozwój jest regulowany, ten typ prognoz jest niezbędny nie tylko do planowania, lecz również dla spełnienia wymagań regulatora.

Czynniki pogodowe są ważną zmienną w prognozowaniu zużycia energii, z ewentualnym wyjątkiem prognoz zużycia przemysłowego. Wymagany poziom szczegółowości jest zależny od typu prognozy. Jak wiadomo, aktualne obciążenie jest funkcją, na którą wpływa temperatura i inne czynniki pogodowe. Tradycyjnie, dane historyczne na temat liczby dni wymaganego ogrzewania i chłodzenia (klimatyzacja) stanowią niezbędną daną wejściową. Ten wpływ jest stosunkowo prosty do uwzględnienia w symulacji, jednakże wiatr, grubość warstwy chmur, deszcz i śnieg, mogą zredukować zapotrzebowanie latem i zwiększyć w zimie. Być może w nieodległej przyszłości te czynniki będą również uwzględniane w procesie modelowania. Sezonowość zapotrzebowania ciepła jest teoretycznie zbadana i udokumentowana, jednakże wraz z wydłużeniem horyzontu czasowego prognozy wzrasta niepewność wynikająca z warunków pogodowych.

W miarę wydłużania się okresu prognozowania wzrasta poziom ryzyka trafności oceny wynikający zarówno z przyjętych kierunków rozwoju samego miasta i jego tkanki wyposażenia w infrastrukturę techniczną, jak również tempa zmian stosowanych nowatorskich rozwiązań technicznych i technologicznych, często niemożliwych dzisiaj do przewidzenia.
Prognozy długoterminowe zawsze obarczone są wyższym poziomem ryzyka niż prognozy średnioterminowe. Trudność oceny wpływu przedsięwzięć oszczędnościowych wzrasta więc z wydłużeniem horyzontu czasowego prognozy.

W praktyce autorów opracowania najbardziej miarodajną dla prognozowania zapotrzebowania na poziomie lokalnym jest kombinacja metody scenariuszowej z metodą modelowania odbiorcy końcowego. Wymieniony sposób prognozowania został zastosowany w wielu opracowaniach gminnych projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, a po kilku latach od ich opracowania można stwierdzić wysoce zadowalającą korelację tak sporządzonych prognoz z ukształtowaną później sytuacją faktyczną.

10.2 Uwarunkowania niezbędne do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii

10.2.1 Prognoza demograficzna

Liczba ludności na terenie Poznania od szeregu lat systematycznie maleje. Średnie tempo spadku ostatnich 10 lat wynosi około 0,4% rocznie.
Przy założeniu utrzymania się istniejącego trendu oraz zgodnie z aktualnymi prognozami GUS opracowanymi na lata 2014–2050 należy przewidywać, że w 2035 roku miasto Poznań zamieszkiwać będzie około 470 tys. osób, a liczba ta spadnie w roku 2050 do poziomu około 420 tys. osób.

Wykres 10-1 Prognoza liczby mieszkańców Poznania w perspektywie roku 2050

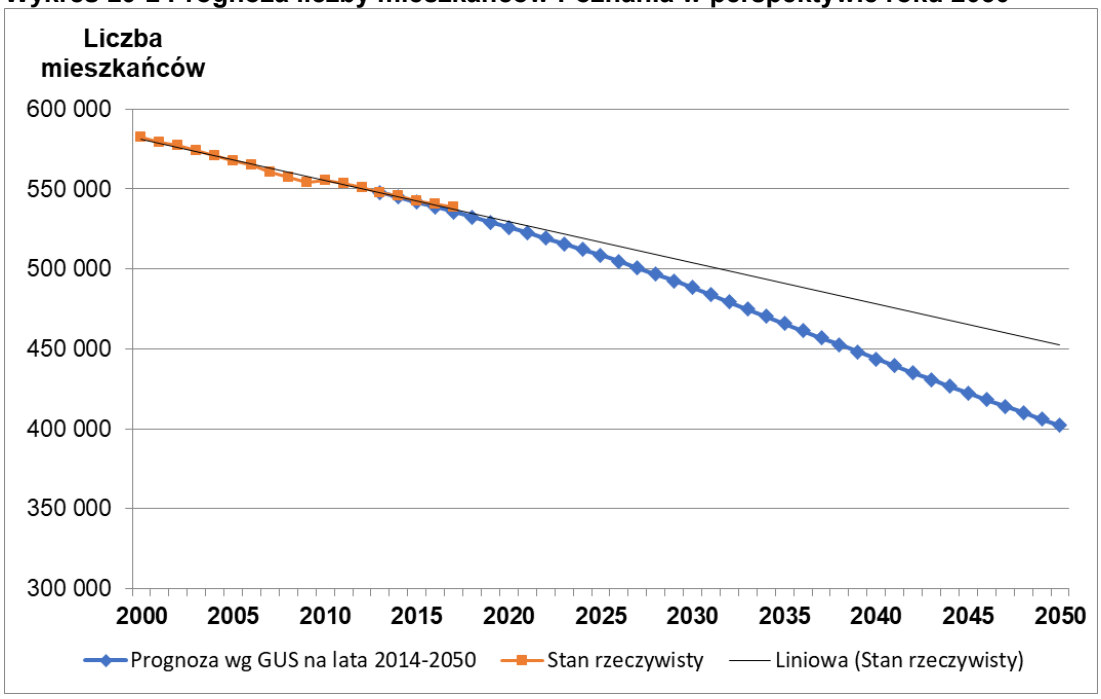


Tabela 10-1. Prognoza liczby ludności w Poznaniu – stan do roku 2050

Liczba ludności		
-	**Prognoza wg GUS na lata 2014 – 2050**	**Prognoza wg linii trendu**
Stan - Rok 2013	548 028	
Stan – Rok 2017	535 613	
Rok 2035	465 996	~ 475 000
Rok 2050	402 076	~ 450 000

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.

10.2.2 Rozwój zabudowy mieszkaniowej

Najnowszymi dokumentami stanowiącymi o kierunku i intensywności rozbudowy zasobów mieszkaniowych na terenie Poznania są:

- ➔ Polityka mieszkaniowa Miasta Poznania na lata 2017 – 2027 przyjęta uchwałą Rady Miasta Poznania Nr LVIII/1095/VII/2017 z dnia 05-12-2017,
- ➔ Program gospodarowania mieszkaniowym zasobem Miasta Poznania na lata 2019 – 2023 przyjęty uchwałą Rady Miasta Poznania Nr LXIX/1274/VII/2018 z dnia 03-07-2018,

Przy czym definiują one głównie zagadnienia związane z pokryciem potrzeb mieszkaniowych wynikających z obowiązków Miasta w zakresie mieszkań komunalnych.

Parametrami decydującymi o wielkości zapotrzebowania na nowe budownictwo mieszkaniowe są potrzeby nowych rodzin oraz zapewnienie mieszkań zastępczych w miejsce wyburzeń i wzrost wymagań dotyczących komfortu zamieszkania, co wyraża się zarówno wielkością wskaźników związanych z oceną zapotrzebowania na mieszkania, określających np.:

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

jak również 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 Poznaniu przewiduje się:

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

Zgodnie z zapisami aktualnie obowiązującego Studium uwarunkowań nastąpiło znaczące rozszerzenie, w stosunku do stanu sprzed 2014 roku, terenów wytypowanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej zarówno wielo-, jak i jednorodzinnej. Niewielkie zmiany, głównie z obszarze zmiany lub doprecyzowania sposobu zagospodarowania terenu, wprowadzone zostały zapisami aktualnej Strategii Rozwoju Miasta Poznania 2020+ ze stycznia 2017 r.

Przy określaniu lokalizacji obszarów rozwoju posłużono się udostępnionymi przez Miejskie Przedsiębiorstwo Urbanistyczne w Poznaniu (autora aktualnie obowiązującego Studium uwarunkowań… i Strategii Rozwoju) materiałami obejmującymi lokalizację i oznaczenie obszarów przeznaczonych pod określony charakter zabudowy.
Dla zabudowy mieszkaniowej przyjęte zostały następujące oznaczenia:

- MN – tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej,
- MN/U - tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej lub zabudowy usługowej niskiej,
- MN/MW - tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej lub zabudowy wielorodzinnej niskiej,
- MW - tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej,
- MW/U - tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej lub zabudowy usługowej,

- MW/MN - tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej z enklawami zabudowy jednorodzinnej.

Dla oszacowania ilości mieszkań w ramach pełnej chłonności terenów pod zabudowę mieszkaniową przyjęto następujące założenia (analogicznie jak w Aktualizacji PZ 2014):

- intensywność zabudowy przy zabudowie wielorodzinnej jako wielkość uśrednioną, odpowiednio na poziomie:
  - ✓ 0,7 – dla zabudowy niskiej,
  - ✓ 1,5 – dla zabudowy średniej i wysokiej,
- dla zabudowy jednorodzinnej - średnia powierzchnia działki 800 m^2, przy zastosowanym wskaźniku wykorzystania terenu 0,8.

Lokalizację obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej wytypowano jako obszary według obowiązującego Studium uwarunkowań wolne lub przewidywane do zmiany sposobu zagospodarowania z uwzględnieniem nowej zabudowy zrealizowanej w okresie 2014÷2017 oraz zmian wprowadzonych zapisami nowej Strategii Rozwoju 2020+.

Lokalizacje obszarów rozwoju przedstawiono na mapach systemów energetycznych załączonych do opracowania.

W poniższej tabeli zestawiono tereny przeznaczone pod rozwój zabudowy mieszkaniowej jedno- i wielorodzinnej zbiorczo, dla poszczególnych grup jednostek bilansowych. Szczegółową charakterystykę obszarów rozwoju budownictwa mieszkaniowego ze wskazaniem pełnej chłonności, określoną na podstawie aktualnie obowiązujących dokumentów planistycznych miasta, przedstawiono w załączniku 3.
Opracowane na podstawie dokumentów jw. zestawienie terenów i parametrów rozwojowych było pisemnie konsultowane ze wskazanymi w toku prac jednostkami organizacyjnymi Urzędu Miasta Poznania to jest: MPU, Wydziałem Rozwoju Miasta i Wydziałem Urbanistyki i Architektury.

Tabela 10-2 Obszary rozwoju budownictwa mieszkaniowego

Oznaczenie obszaru	Powierzchnia obszaru pod zabudowę mieszkaniową	Ilość odbiorców (mieszkań) Chłonność terenu dla zabudowy		Pow. użytkowa mieszkań
	ha	wielorodzinnej	jednorodzinnej	tys. m^2
A (A1, A2)	Dogęszczenie zabudowy	4 470		268,2
B (B1 ÷ B10)	744,83	23 107	6 539	2 349,2
C (C1 ÷ C13)	148,74	13 190	320	842,4
D (D1 ÷ D10)	724,0	4 817	6 699	1 289,1
E (E1 ÷ E4)	26,3	3 257	20	198,4
F (F1 ÷ F2)	131,4	5 831	879	496,9
Z (ZI ÷ZVI)	136,9	1 885	1 229	297,5
Poznań	**1 942,1**	**56 557**	**15 686**	**5 741,7**

Możliwy łączny przyrost zasobów mieszkaniowych wynikający z rezerw chłonności terenów wyznaczonych pod rozwój budownictwa mieszkaniowego według stanu na rok 2017, po korekcie wynikającej z aktualizacji obowiązujących dokumentów planistycznych Poznania i uwzględnieniu stanu zagospodarowania terenów wcześniej wytypowanych, wynosi około 72 240 mieszkań (60 000 wg stanu na 2014r.), w rozkładzie na:

➔ ~ 15 680 budynków jednorodzinnych (16 927 wg stanu na 2014r.);

➔ ~ 56 560 mieszkań w zabudowie wielorodzinnej (45 080 wg stanu na 2014r.).

Należy zwrócić uwagę na fakt rozszerzenia się oferty dla terenów pod zabudowę wielorodzinną, w tym terenów, dla których nastąpiła zmiana sposobu zagospodarowania, tj. głównie poprzemysłowych, do których przykładowo należą:

- Wolne tory w jedn. bil. C1,
- Goplana w jedn. bil. A2,
- Prefabet, EC Garbary w jedn. bil. E3.

Z zestawienia ilości mieszkań oddawanych do użytku według Banku Danych Lokalnych GUS-u za lata 2002-2017 wynika, że w minionym 16-letnim okresie występuje cykliczna zmienność intensywności zabudowy na terenie miasta, gdzie po 3-4-ro letnim okresie wzrostu intensywności, występuje jej spadek. Często powiązane jest to z naprzemiennie występującymi okresami prosperity lub kryzysu w całej gospodarce. W związku z powyższym oraz tym, że aktualnie opracowywana prognoza jest prognozą długoterminową – na okres do 2035 roku, tj. powyżej 15 lat, do dalszych analiz przyjęto w wariancie zrównoważonym utrzymanie uśrednionego poziomu 3 000 mieszkań rocznie oddawanych do użytku z rozkładem 2 500 mieszkań w zabudowie wielorodzinnej i 500 mieszkań w zabudowie jednorodzinnej.

Na podstawie informacji od deweloperów oraz informacji o rozpoczętych i planowanych do rozpoczęcia budowach z dużym prawdopodobieństwem można stwierdzić, że występujący obecnie „boom” w budownictwie mieszkaniowym może potrwać jeszcze 2-3 lata i w latach następnych wystąpi spowolnienie do założonego poziomu.

Przy przyjętych założeniach prognozowany łączny przyrost zasobów mieszkaniowych w okresie 2018 - 2035 szacuje się na około 54 000 mieszkań.

Z przedstawionych powyżej wielkości wynika, że na terenie Poznania występują rezerwy terenowe pod zabudowę mieszkaniową, której wypełnienie przy założonym tempie rozwoju może nastąpić dla zabudowy wielorodzinnej w perspektywie roku 2040, natomiast dla zabudowy jednorodzinnej w perspektywie blisko roku 2050.

Obserwując dynamikę zmian ilości mieszkań oddawanych do użytku w ostatnich latach przyjęto, że możliwe wahania tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej będą na poziomie ±30% wzrostu w stosunku do wariantu zrównoważonego osiągając wielkość ok. 3 600 mieszkań rocznie w wariancie optymistycznym i 2400 rocznie dla wariantu stagnacji, liczonym w perspektywie długoterminowej.

Decydującym o tempie rozwoju budownictwa mieszkaniowego będzie zarówno popyt na mieszkania wynikający z zasobności mieszkańców, jak i potrzeby i wymagania nowych gospodarstw domowych.

Według analizy przeprowadzonej w ramach przyjętej uchwałą w 2017 r. Polityki mieszkaniowej miasta Poznania na lata 2017 – 2027 konieczność zapewnienia lokali komunalnych dotyczy około 8 000 osób, co przekłada się na około 3 000 – 4 000 lokali mieszkalnych i komunalnych .

Występująca w sposób zróżnicowany rezerwa terenowa przewidywana pod budownictwo mieszkaniowe stanowi trudność w jednoznacznym wskazaniu, które obszary i w jakim stopniu będą zagospodarowywane w analizowanych przedziałach czasowych.
Przewidywane maksymalne procentowe zainwestowanie poszczególnych terenów rozwoju zabudowy mieszkaniowej, uzgodnione ze służbami miasta jw., w analizowanych przedziałach czasowych, przedstawiono w tabeli nr 1 załącznika nr 3.
Poniżej wskazano zbiorcze zestawienie dla poszczególnych grup jednostek bilansowych.

Tabela 10-3 Przewidywany stopień wykorzystania obszarów przeznaczonych pod nową zabudowę mieszkaniową

Oznaczenie obszaru	Przewidywany stopień zagospodarowania w latach		
	do 2025	2026 – 2030	2030 – 2035
A (A1, A2)	40%	20%	20%
B (B1 ÷ B10)	38%	25%	25%
C (C1 ÷ C13)	34%	21%	20%
D (D1 ÷ D10)	31%	15%	11%
E (E1 ÷ E4)	31%	30%	23%
F (F1 ÷ F2)	14%	23%	26%
Z (ZI ÷ZVI)	37%	29%	33%

Z uwagi na fakt, że z terenami zabudowy mieszkaniowej ściśle związana jest sfera tzw. usług bezpośrednich, takich jak: usługi handlu detalicznego, zakwaterowania, gastronomii, związane z obsługą nieruchomości lub tp., przy prowadzeniu analiz związanych z zapotrzebowaniem na nośniki energii potrzeby tej grupy usług uwzględniono przy bilansowaniu potrzeb budownictwa mieszkaniowego.

10.2.3 Rozwój zabudowy strefy usług

Szeroko rozumiana zabudowa usługowa obejmuje obiekty handlowe, hotele, obiekty użyteczności publicznej, obiekty sportu i rekreacji itp. Obiekty mogą mieć charakter punktowy, charakter zwartego 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 winien 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.

Analogicznie jak dla obszarów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową, lokalizację obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy usług wytypowano jako obszary według obowiązującego Studium uwarunkowań… z wykorzystaniem przyjętych tam i zestawionych poniżej oznaczeń:

- ✓ U – tereny zabudowy usługowej,
- ✓ US – tereny usług sportu i rekreacji,
- ✓ MW/U i MN/U – tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i jednorodzinnej lub zabudowy usługowej (dla obszarów gdzie zidentyfikowano już preferowanie zabudowy usługowej),

oraz uwzględnieniem korekty wynikającej z aktualnej Strategii Rozwoju Miasta Poznania 2020+, jak również zamknięcia obszarów już zagospodarowanych.
Ponadto w zestawieniu obszarów pod nową zabudowę usługową wskazano zidentyfikowane, przewidywane i planowane lub już przekazane do realizacji inwestycje.
W trakcie oceny stopnia zagospodarowania poszczególnych obszarów rozwoju przyjęto dla wariantu zrównoważonego rozwoju, że wszystkie planowane zidentyfikowane inwestycje zostaną zrealizowane w pierwszym analizowanym okresie, tj. do roku 2025.

Szczegółową charakterystykę obszarów strefy usług ze wskazaniem powierzchni wolnej do zabudowy oraz określeniem przewidywanego maksymalnego stopnia zagospodarowania, uzgodnioną ze służbami miasta jw., przedstawiono w tabeli 2 załącznika 3. Poniżej wskazano zbiorcze zestawienie dla poszczególnych grup jednostek bilansowych, powierzchni i prognozowanego maksymalnego stopnia zagospodarowania.

Tabela 10-4 Tereny rozwoju strefy usług

Oznaczenie obszaru	Powierzchnia obszaru do zagospodarowania	Maksymalny przewidywany stan zagospodarowania		
	ha	do 2025	2026 – 2030	2030 – 2035
A (A1, A2)	12,4	40%	30%	30%

Oznaczenie obszaru	Powierzchnia obszaru do zagospodarowania	Maksymalny przewidywany stan zagospodarowania		
	ha	do 2025	2026 – 2030	2030 – 2035
B (B1 ÷ B10)	142,0	23%	22%	18%
C (C1 ÷ C13)	315,5	18%	20%	18%
D (D1 ÷ D10)	257,0	24%	23%	18%
E (E1 ÷ E4)	11,4	17%	17%	8%
F (F1 ÷ F2)	23,1	5%	15%	10%
Z (ZI ÷ZVI)	63,2	25%	26%	19%
-	**824,5**	-	-	-

Lokalizacja obszarów nowej zabudowy mieszkaniowej oraz strefy usług i przemysłu zaznaczona jest na mapach systemów energetycznych ujętych w części graficznej opracowania.

10.2.4 Rozwój zabudowy strefy przemysłowej

Jako tereny strefy przemysłowej przyjęto obszary oznaczone wg Studium uwarunkowań jako U/P – tereny zabudowy usługowej, produkcyjnej, składów i magazynów.
Wśród nich przyjęto również obszary należące do Kostrzyńsko-Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej.
Znakomita część obszarów strefy przemysłowej zlokalizowana jest w południowej części miasta.

Szczegółową charakterystykę obszarów strefy przemysłowej ze wskazaniem powierzchni wolnej do zabudowy oraz określeniem przewidywanego maksymalnego stopnia zagospodarowania, uzgodnioną ze służbami miasta jw., przedstawiono w tabeli 3 załącznika 3. Poniżej wskazano zbiorcze zestawienie dla poszczególnych grup jednostek bilansowych, powierzchni i prognozowanego stopnia zagospodarowania.

Tabela 10-5 Tereny rozwoju strefy przemysłowej

Oznaczenie obszaru	Powierzchnia obszaru do zagospodarowania	Maksymalny przewidywany stan zagospodarowania		
	ha	do 2025	2026 – 2030	2030 – 2035
A (A1, A2)	0,0	0	0	0
B (B1 ÷ B10)	6,3	20%	20%	20%
C (C1 ÷ C13)	13,9	30%	28%	28%
D (D1 ÷ D10)	505,1	17%	18%	18%
E (E1 ÷ E4)	47,5	10%	20%	20%
F (F1 ÷ F2)	151,0	29%	22%	22%
Z (ZI ÷ZVI)	6,6	20%	30%	30%
-	**730,5**	143,3 ha	140,9 ha	140,9 ha

Z uwagi na fakt, że w chwili obecnej trudno jest jednoznacznie określić, które z obszarów i w jakim okresie będą zagospodarowywane, przewiduje się, że wytypowany zakres zagospodarowywania obszarów jest maksymalnym przewidywanym, a w skali całego miasta w wariancie zrównoważonym zagospodarowanych zostanie około 70% przestawionego zakresu.

10.3 Potrzeby energetyczne dla nowych obszarów rozwoju

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

- ✓ perspektywy – do roku 2025,
- ✓ w okresie 2026-2030,
- ✓ w okresie 2031-2035,
- ✓ dla pełnej chłonności terenu.

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

Do analizy bilansu przyrostu zapotrzebowania na ciepło przyjęto następujące założenia:

Dla zabudowy mieszkaniowej:

➔ Średnia powierzchnia użytkowa (ogrzewana) mieszkania:

- ✓ 160 m^2 - mieszkania w zabudowie jednorodzinnej,
- ✓ 65 m^2 – mieszkania w zabudowie wielorodzinnej;

powyższe wielkości przyjęto na podstawie analizy tendencji zaobserwowanych w budownictwie mieszkaniowym Poznania.

➔ Nowe budownictwo będzie realizowane jako energooszczędne – z uwzględnieniem spełnienia systematycznie zaostrzanych wymagań ujętych w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury i Budownictwa zmieniającym rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2017 r. poz. 2285) z uwzględnieniem systematycznego dążenia do spełniania warunku budynku blisko zeroenergetycznego, a wskaźnik jednostkowego zapotrzebowania mocy cieplnej na ogrzewaną powierzchnię użytkową mieszkania będzie wynosił:

- ✓ 60 W/m^2 – do roku 2025,
- ✓ 50 W/m^2 – w latach 2026 ÷ 2030,
- ✓ 40 W/m^2 – po roku 2030.

Ww. wskaźniki obejmują pełne zapotrzebowanie mocy cieplnej na pokrycie potrzeb ogrzewania i wentylacji oraz wytwarzania c.w.u.

➔ 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 zabudowy strefy usług i wytwórczości przyjęto zróżnicowane wskaźniki zapotrzebowania mocy cieplnej uwzględniające okres realizacji, charakter zabudowy i jej intensywność oraz zakres dostępnych informacji w przypadku inwestycji już zdefiniowanych:

- ✓ dla terenów zabudowy przemysłowej: do 2025 r.: 150 kW/ha,
  w okresie 2026 – 2030: 120 kW/ha,
  po 2030 r.: 100 kW/ha;

- ✓ dla terenów zabudowy usług publicznych, komercyjnych, handlowych itp.:

Dla okresu	Zabudowa średnio-intensywna	Zabudowa intensywna - wysoka	Dla inwestycji o wstępnie zdefiniowanych parametrach
do 2025 r.	150 kW/ha	300 kW/ha	0,06 kW/m^2 pow. uż.
2026 – 2030	120 kW/ha	280 kW/ha	0,05 kW/m^2 pow. uż.
po 2030 r.	100 kW/ha	250 kW/ha	0,04 kW/m^2 pow. uż.

- ✓ dla terenów obiektów sportowo-rekreacyjnych: 50 kW/ha.

Wielkości powyższe przyjęto na podstawie analiz istniejących obiektów tego typu w mieście oraz analogicznych w innych miastach, dla których dostępne były tego rodzaju informacje.

***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 przy następujących założeniach:

➔ dla budownictwa mieszkaniowego określono dwa warianty:
- ➢ minimalny – przy wykorzystaniu potrzeb na oświetlenie i korzystanie ze sprzętu gospodarstwa domowego,
- ➢ maksymalny, gdzie dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców na wytwarzanie 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 kW dla pokrycia potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego,
- ➢ 30,0 kW dla pokrycia potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego oraz wytworzenie ciepłej wody użytkowej,
- ➢ dla analizowanego obszaru zabudowy stosowano współczynniki jednoczesności odpowiadające przewidywanej w analizowanym okresie intensywności zabudowy.

➔ Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla strefy usług i przemysłu wyznaczono wskaźnikowo wg przewidywanej powierzchni zagospodarowywanego obszaru i potencjalnego charakteru odbioru na poziomie:

- 200 kW/ha dla zabudowy o średniej intensywności,
- 300 kW/ha dla zabudowy intensywnej, wysokiej,
- 0,05 kW/m^2 powierzchni użytkowej dla obiektów o zdefiniowanej kubaturze lub powierzchni użytkowej.

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. Wystąpią również 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.

Prognozowane wielkości są wielkościami szczytowego zapotrzebowania na wszystkie nośniki energii liczone u odbiorcy, bez uwzględniania współczynników jednoczesności.
Szczegółowy bilans potrzeb energetycznych nowych odbiorców, tj. zapotrzebowanie ciepła na ogrzewanie, zapotrzebowanie na gaz ziemny i zapotrzebowanie na energię elektryczną, przy założeniu wykorzystania chłonności terenów oraz maksymalny przewidywany przyrost potrzeb energetycznych dla wytypowanych obszarów rozwoju będących przedmiotem analiz przedstawiono w załączniku 3, odpowiednio:
Tabela 1. – Nowe obszary pod zabudowę mieszkaniową
Tabela 2. – Obszary i obiekty strefy usługowej
Tabela 3. – Obszary strefy przemysłowej

Sumaryczne wielkości potrzeb energetycznych nowych odbiorców w skali całego miasta, z wyszczególnieniem głównych grup odbiorców przedstawiono w poniższych tabelach:
➔ Tabela 10-6 – przy wykorzystaniu pełnej chłonności terenów,
➔ Tabela 10-7 – dla prognozy w wyznaczonych przedziałach czasowych do 2025 roku i w okresach 2026–2030 oraz 2031-2035.

Tabela 10-6 Potrzeby energetyczne odbiorców dla obszarów rozwoju – dla pełnej chłonności terenów

Charakter odbiorcy	Ilość odbiorców (mieszkań)		Zapotrzebowanie na		Zapotrzebowanie na - energię elektryczną	
	jednor.	wielor.	moc cieplną	gaz ziemny	min	max
			[MW]	[m^3/h]	[MW]	[MW]
Budownictwo mieszkaniowe	56 557	15 686	277,4	23 264	77,7	104,4
Strefa usług			120,0	14 407	172,5	
Strefa przemysłowa			83,0	9 960	146,0	

Przy wyznaczaniu potrzeb energetycznych analizowanych okresów uwzględniono przedstawione we wcześniejszych podrozdziałach wskazania dotyczące przewidywanego stop-

nia wykorzystania obszarów rozwoju dla strefy usług i przemysłu dla wariantu zrównoważonego rozwoju, a w przypadku gazu ziemnego – nowych odbiorców, dla których przewiduje się możliwość zasilania z systemu gazowniczego.

Tabela 10-7 Zestawienie zbiorcze potencjalnych potrzeb energetycznych nowych odbiorców w wyznaczonych perspektywach czasowych i docelowo do roku 2035 dla wariantu zrównoważonego

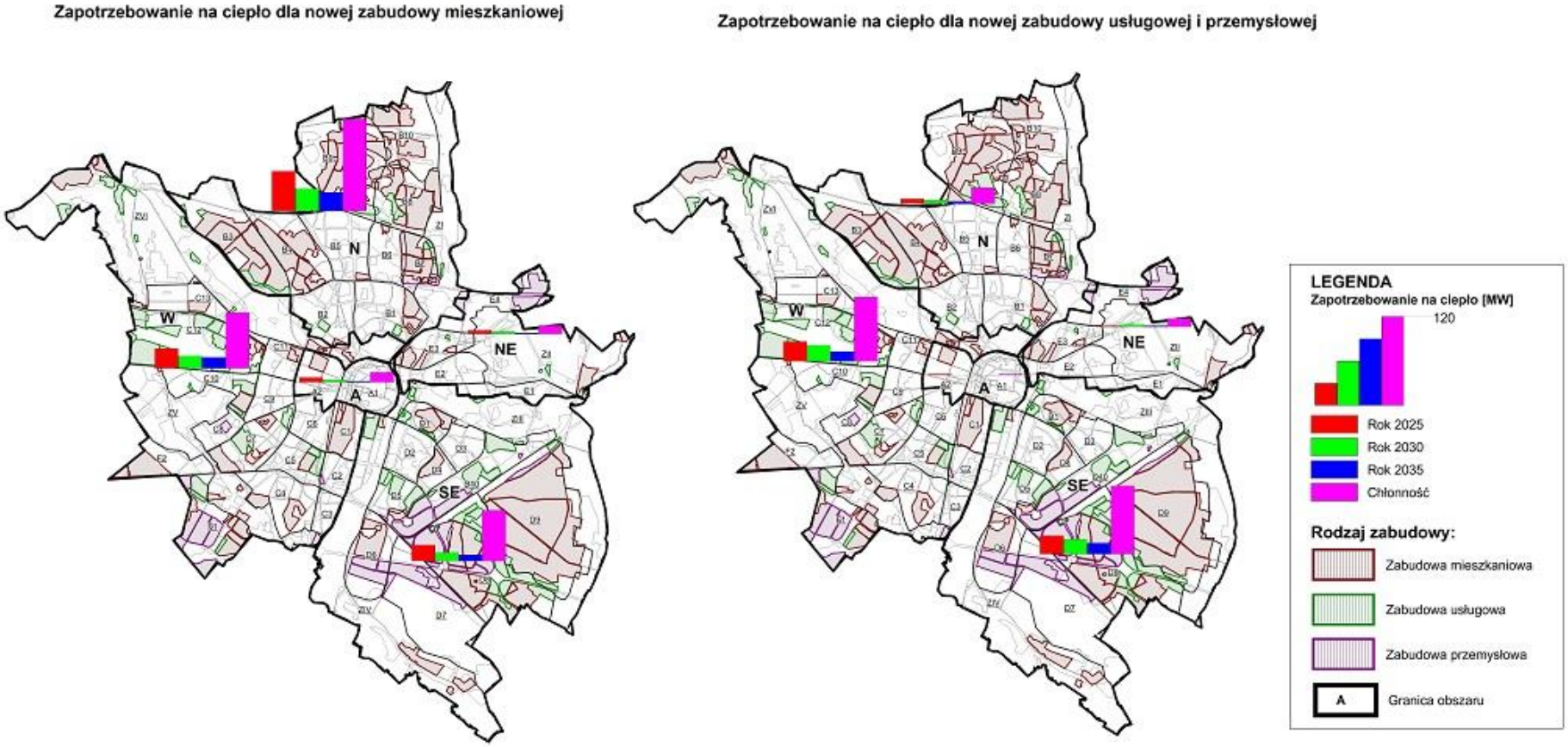
Okres rozwoju	Zapotrzebowanie mocy cieplnej [MW]	Zapotrzebowanie na gaz ziemny [m^3/h]	Zapotrzebowanie na energię elektryczną [MW]	
dla nowych zasobów budownictwa mieszkaniowego				
			min	**max 50% cwu**
Do 2025	106,0	6 973	26,2	35,2
2026 - 2030	61,8	4 895	17,6	23,6
2031 - 2035	48,5	4 239	17,2	23,2
Sumarycznie do 2035	**216,3**	**16 107**	**61,0**	**81,0**
Dla obszarów rozwoju strefy usług				
Do 2025	25,2	3 022	27,5	
2026 - 2030	21,6	2 593	27,7	
2031 - 2035	12,6	1 507	20,7	
Sumarycznie do 2035	**59,4**	**7 122**	**75,9**	
Dla obszarów rozwoju strefy przemysłowej				
Do 2025	15,0	1 805	20,1	
2026 - 2030	11,8	1 420	19,7	
2031 - 2035	9,9	1 184	19,7	
Sumarycznie do 2035	**36,7**	**4 409**	**59,5**	

Dla zobrazowania w jakiej skali oraz, w których rejonach miasta przewidywany jest znaczący wzrost zapotrzebowania na nośniki energii, analogicznie jak dla wskazania wielkości zapotrzebowania na ciepło dla stanu istniejącego, na załączonych poniżej mapkach przedstawiono poziom zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną dla nowych odbiorców w grupie zasobów mieszkaniowych i strefy usługowo-przemysłowej dla pięciu skomasowanych obszarów, tj. Śródmieścia (A), obszaru północnego (N), zachodniego (W), południowo-wschodniego (SE) i północno-wschodniego (NE).

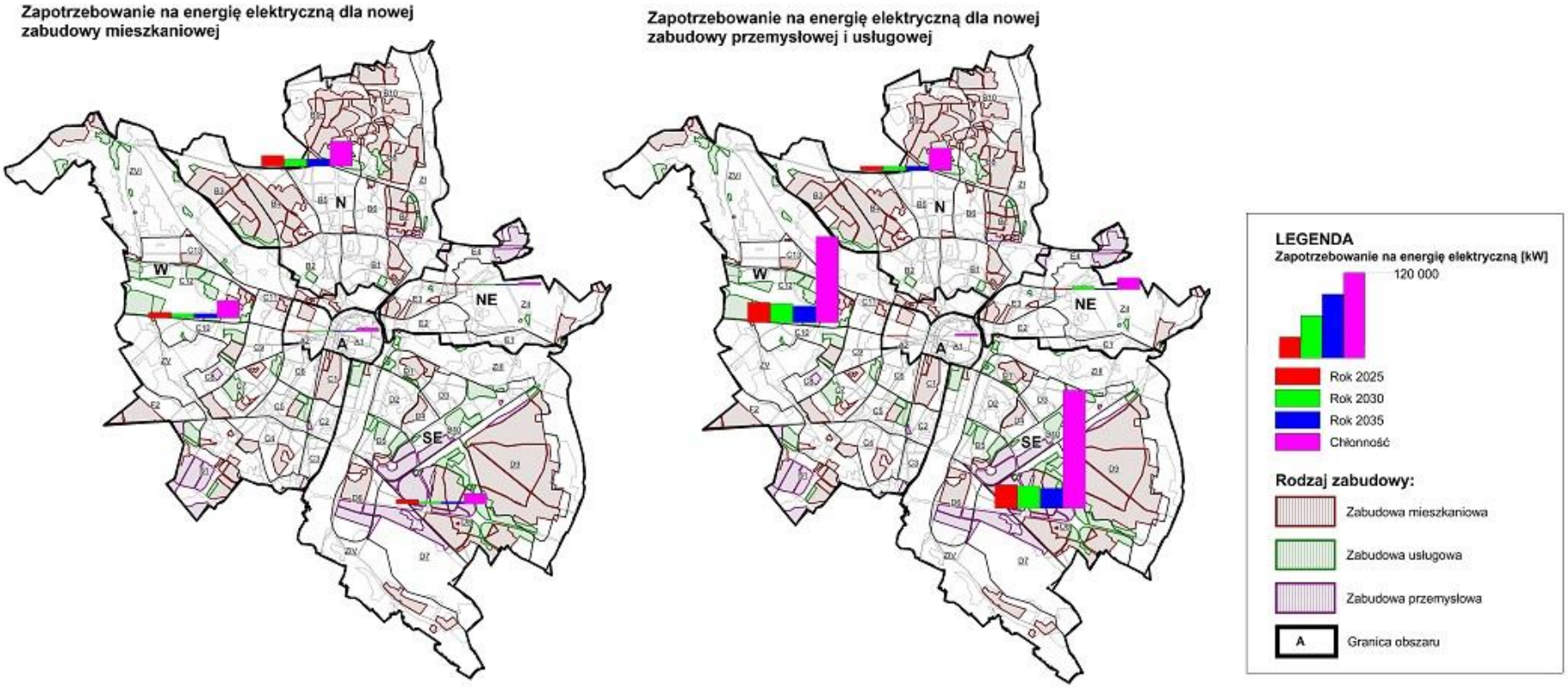
Przedstawiona na kartografiach analiza rozkładu potencjalnego przyrostu zapotrzebowania na ciepło dla nowej zabudowy mieszkaniowej wskazuje na największy jej przyrost w północnej części miasta (jednostka zaglomerowana - N), natomiast dla nowej zabudowy usługowo-przemysłowej wskazuje na największy jej przyrost w południowo-wschodniej części miasta (jednostka zaglomerowana - SE).

Przedstawiona na kartografie analiza rozkładu potencjalnego przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną dla nowej zabudowy mieszkaniowej wskazuje, podobnie jak dla ciepła, na największy jej przyrost w północnej części miasta (jednostka zaglomerowana - N), natomiast dla nowej zabudowy usługowo-przemysłowej wskazuje na największy jej przyrost w południowo-wschodniej części miasta (jednostka zaglomerowana - SE).

Rysunek 10-1 Wielkość zapotrzebowania na ciepło dla nowej zabudowy mieszkaniowej oraz usługowo-przemysłowej



Rysunek 10-2 Wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną dla nowej zabudowy mieszkaniowej oraz usługowo-przemysłowej



10.4 Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło – bilans przyszłościowy

Przedstawione powyżej wielkości potrzeb energetycznych określają potrzeby u odbiorcy, w wariancie zrównoważonym, przewidywanym do pojawienia się na terenie miasta w analizowanym okresie.
Dla oceny przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla Poznania 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.

Na potrzeby określenia przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla miasta na poziomie źródłowym przyjęto, na podstawie zaobserwowanych tendencji rozwoju miasta i uwarunkowań zewnętrznych mogących mieć wpływ na ten rozwój, zdefiniowane poniżej trzy warianty rozwoju, uwzględniające między innymi wcześniej przedstawione warianty tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej i zróżnicowane tempo rozwoju strefy aktywności gospodarczej. Tak przyjęte warianty obejmować będą:

- **wariant zrównoważony** – scharakteryzowany we wcześniejszych podrozdziałach, stanowiący podstawę do wyznaczenia zapotrzebowania na nośniki energii dla nowych obszarów rozwoju, tj. dla zabudowy mieszkaniowej oddawanie 3000 mieszkań rocznie, dla strefy usług realizacja wszystkich identyfikowanych prognozowanych i planowanych inwestycji, dla strefy przemysłowej wykorzystanie 70% wytypowanej do zagospodarowania powierzchni;
- **wariant optymistyczny** – przyśpieszenie tempa rozwoju dla wszystkich stref o 30% w stosunku do założeń przyjętych jak dla wariantu zrównoważonego;
- **wariant stagnacyjny** – przyjęto, że w stosunku do wariantu zrównoważonego zarówno tempo rozwoju zabudowy mieszkaniowej, jak i strefy usług i wytwórczości, spadnie o 30%.

W kolejnych rozdziałach przedstawiono wyniki przeprowadzonych analiz, w których uwzględniono też wskazania dotyczące kierunków wykorzystania poszczególnych nośników dla pokrycia potrzeb grzewczych, przedstawione w rozdz. 11, określającym scenariusze zaopatrzenia miasta w nośniki energii oraz efekty zmiany zapotrzebowania wynikające z działań termomodernizacyjnych i zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło.

10.4.1 Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło

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

- przewidywanego tempa przyrostu zabudowy w wytypowanych okresach według wariantów zrównoważonego, optymistycznego i stagnacyjnego rozwoju miasta

oraz

- ➔ pozostawieniu bez zmian charakteru istniejącej zabudowy i założeniu jej likwidacji (wyburzenia) w tempie 200 mieszkań rocznie oraz 0,3% obiektów strefy usług i wytwórczości dla wariantu zrównoważonego, 0,2% w wariancie optymistycznym oraz 0,5% w wariancie stagnacji,
- ➔ przyjęciu, że działania termomodernizacyjne będą prowadzone w sposób ciągły, a skala obniżenia zapotrzebowania na ciepło oszacowana została na poziomie:
  - ➢ dla wariantu zrównoważonego: obniżenie o 0,7÷1,0% średniorocznie do roku 2025, 0,7% rocznie w okresie 2026-2030 i 0,5% w skali roku w okresie 2030–2035;
  - ➢ dla wariantu optymistycznego: utrzymanie tempa obniżania wielkości zapotrzebowania na ciepło z lat ubiegłych na poziomie 1,5% w skali roku do 2022, a w latach kolejnych spowolnienie do poziomu 1% do roku 2030 oraz 0,7% w skali roku w okresie 2030÷2035;
  - ➢ dla wariantu stagnacyjnego odpowiednio 0,4% średniorocznie do roku 2025 i 0,3% rocznie w okresie 2026÷2035,
- ➔ uwzględnieniu zmian zapotrzebowania na nośniki energii zasygnalizowane przez podmioty gospodarcze w ramach przeprowadzonej akcji ankietowej.

Poniżej przedstawiono zestawienia bilansowe dla zaproponowanych wariantów 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), przy czym efekty działań termomodernizacyjnych dla wariantu zrównoważonego przyjęto według trendu z lat ubiegłych z uwzględnieniem intensyfikacji w okresie do 2022 roku wynikającej z możliwości pozyskiwania środków pomocowych na działania proefektywnościowe i związane z dążeniem do ograniczenia poziomów emisji zanieczyszczeń, w tym pyłowych i gazów cieplarnianych.
W poniższych zestawieniach przedstawiono wielkość zapotrzebowania ciepła dla głównych grup odbiorców w przyjętych okresach rozwoju miasta i według zdefiniowanych wcześniej wariantów tempa rozwoju i tempa działań termomodernizacyjnych.

Wariant zrównoważony

Tabela 10-8 Przyszłościowy bilans cieplny miasta [MW] – wariant zrównoważony

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	Do 2025	2026-2030	2031-2035
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	1242,0	1252,6	1267,9
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	95,5	46,5	36,3
	przyrost związany z nowym budownictwem	106,1	61,8	48,5
	stan na koniec okresu	**1252,6**	**1267,9**	**1280,1**
Strefa usług i wytwórczości	stan na początku okresu	1030,8	990,0	975,0
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	111,0	58,4	48,3
	przyrost związany z rozwojem	70,2	43,4	32,4

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	Do 2025	2026-2030	2031-2035
	stan na koniec okresu	**990,0**	**975,0**	**959,1**
Miasto Poznań	stan na początku okresu	2272,7	2242,5	2242,9
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	206,5	104,8	84,6
	przyrost związany z rozwojem miasta	176,3	105,2	80,9
	stan na koniec okresu	**2242,5**	**2242,9**	**2239,2**
	zmiana w stosunku do stanu z 2013 r.	-1,33%	-1,31%	-1,48%

Na terenie Poznania działania termomodernizacyjne dla zorganizowanego budownictwa wielorodzinnego są znacząco zaawansowane, w mniejszym tempie prowadzone są one przez odbiorców indywidualnych. Maleje więc zjawisko obniżania sumarycznego zapotrzebowania wynikającego z prowadzenia działań termomodernizacyjnych. W okresie docelowym przewidywane jest minimalne obniżenie zapotrzebowania mocy cieplnej w skali całego miasta na poziomie rzędu -1,5%, a więc można stwierdzić, że pozostaje praktycznie na stałym poziomie, mieszcząc się w granicach dokładności obliczeń prognostycznych. Sumarycznie w wariancie zrównoważonym szacuje się, że w analizowanym okresie perspektywicznym od 2025 do 2035 roku zapotrzebowanie mocy utrzyma się na stałym poziomie rzędu 2 240 MW.

Najbardziej przewidywalną grupą odbiorców jest zabudowa mieszkaniowa, dla której spodziewany jest minimalny wzrost zapotrzebowania na ciepło, który z całym analizowanym okresie ocenia się na poziomie 3%.

Wariant dynamicznego rozwoju budownictwa i nasilenia działań termomodernizacyjnych – Wariant optymistyczny

Tabela 10-9 Przyszłościowy bilans cieplny miasta [MW] – wariant optymistyczny

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	Do 2025	2026-2030	2031-2035
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	1242,0	1257,3	1275,1
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	122,6	62,5	48,0
	przyrost związany z nowym budownictwem	137,9	80,3	63,0
	stan na koniec okresu	**1257,3**	**1275,1**	**1290,1**
Strefa usług i wytwórczości	stan na początku okresu	1030,8	1021,3	1021,5
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	99,0	57,6	44,3
	przyrost związany z rozwojem	89,5	57,8	42,0
	stan na koniec okresu	**1021,3**	**1021,5**	**1019,2**
Miasto Poznań	stan na początku okresu	2272,7	2278,6	2296,6
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	221,5	120,1	92,3

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	Do 2025	2026-2030	2031-2035
	przyrost związany z rozwojem miasta	227,4	138,1	105,0
	stan na koniec okresu	**2278,6**	**2296,6**	**2309,3**
	zmiana w stosunku do stanu z 2017 r.	0,26%	1,05%	1,61%

W wariancie optymistycznym założono, że równolegle ze zwiększoną intensywnością realizacji inwestycji w zakresie budowy nowych obiektów zarówno w sferze zabudowy mieszkaniowej, jak i szeroko rozumianej sferze usług i wytwórczości, zwiększone będzie również tempo działań zmierzających do obniżenia potrzeb energetycznych obiektów.
Efektem ww. skomasowanych działań będzie w perspektywie do 2025 roku minimalny przyrost wielkości zapotrzebowania na ciepło dla zabudowy mieszkaniowej (rzędu nieco powyżej 1%), a w perspektywie roku 2035 niespełna 4% z sumarycznym zapotrzebowaniem dla zabudowy mieszkaniowej na poziomie nie przekraczającym 1 300 MW.
W bilansie całkowitym zapotrzebowania dla miasta Poznania prognozuje się, że wielkość zapotrzebowania na ciepło w okresie docelowym osiągnie wartość 2 309 MW przy wzroście od stanu wyjściowego o 1,6%.
Ciągle można oceniać tą zmianę w granicach dopuszczalnego błędu prognozowania.

Wariant obniżenia tempa rozwoju budownictwa i tempa działań termomodernizacyjnych – Wariant stagnacyjny

Tabela 10-10 Przyszłościowy bilans cieplny miasta [MW] – wariant stagnacyjny

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	Do 2025	2026-2030	2031-2035
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	1242,0	1266,9	1285,7
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	49,3	24,4	25,0
	przyrost związany z nowym budownictwem	74,2	43,2	33,9
	stan na koniec okresu	**1266,9**	**1285,7**	**1294,6**
Strefa usług i wytwórczości	stan na początku okresu	1030,8	1015,7	1008,6
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	63,5	35,5	35,5
	przyrost związany z rozwojem	48,4	28,4	18,7
	stan na koniec okresu	**1015,7**	**1008,6**	**991,8**
Miasto Poznań	stan na początku okresu	2272,8	2282,6	2294,3
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	112,8	59,9	60,5
	przyrost związany z rozwojem miasta	122,6	71,6	52,6
	stan na koniec okresu	**2282,6**	**2294,3**	**2286,4**
	zmiana w stosunku do stanu z 2017 r.	0,43%	0,94%	0,60%

Sumarycznie, w wariancie stagnacyjnym szacuje się, że obniżona dynamika działań ukierunkowanych na racjonalizację użytkowania energii nie w pełni będzie równoważyła przy-

rosty zapotrzebowania w zabudowie mieszkaniowej, dla której przewiduje się niewielki wzrost zapotrzebowania na ciepło z wartością sięgającą około 1 295 MW w okresie docelowym. Równolegle dla strefy usług i wytwórczości konsekwencją zmniejszonej dynamiki rozwoju będzie obniżenie zapotrzebowania mocy.
Ocenia się, że sumaryczne zapotrzebowanie dla miasta praktycznie pozostanie na niezmienionym poziomie.

10.4.2 Prognoza zmian w strukturze zapotrzebowania na ciepło

Oprócz przyrostu zapotrzebowania na ciepło wynikającego z rozwoju miasta i pojawiania się nowych odbiorców, w rozpatrywanym okresie wystąpią również zjawiska zmiany struktury pokrycia zapotrzebowania na ciepło w istniejącej zabudowie. Miasto winno kontynuować dążenie 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);
- źródeł energii odnawialnej (kolektory słoneczne, pompy ciepła);
- energii elektrycznej.

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

- budownictwo mieszkaniowe 199,0 MW;
- budynki użyteczności publicznej 41,8 MW;
- handel i usługi 46,5 MW;
- przemysł 12,7 MW.

Podsumowując powyżej przedstawione informacje można stwierdzić, że ogrzewania bazujące na wykorzystaniu węgla jako nośnika energii, w bilansie miasta stanowią ok.13% (14% w 2013 r.).
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:

- 100% ogrzewań piecowych w zabudowie wielorodzinnej zostanie w okresie docelowym zmodernizowane;
- 50% niskosprawnych ogrzewań węglowych w zabudowie jednorodzinnej zostanie zmodernizowanych;
- 100% ogrzewań węglowych w budynkach użyteczności publicznej zostanie zmodernizowanych;
- 100% niskosprawnych ogrzewań węglowych w zabudowie usługowej i przemysłowej zostanie poddanych modernizacji w okresie docelowym.

Przy uwzględnieniu powyższych założeń wielkość mocy cieplnej do zmiany sposobu zasilania w okresie docelowym przewiduje się na ok. 240 MW (273 MW w 2014 r.).

Zmiana sposobu zasilania w ciepło obejmuje wykorzystanie różnego rodzaju źródeł, w tym m.in.: podłączenie do systemu ciepłowniczego, wykorzystanie paliw niskoemisyjnych (gaz ziemny, gaz płynny, olej opałowy), wykorzystanie źródeł odnawialnych (pompy ciepła, kolektory słoneczne) i energii elektrycznej. Jako rozwiązanie dopuszczalne przyjmuje się wymianę kotłów na nowoczesne kotły retortowe co najmniej 5 klasy ze spalaniem węgla wysokiej jakości.

Realnie, biorąc pod uwagę fakt, że wśród zidentyfikowanych rozwiązań wykorzystujących ogrzewanie węglowe, szczególnie w zabudowie indywidualnej jednorodzinnej, część (trudną do jednoznacznego określenia) stanowią już rozwiązania węglowe niskoemisyjne, można przyjąć, że potencjalna wielkość mocy cieplnej, która podlegać będzie zastąpieniu przez podane powyżej rozwiązania zaopatrzenia w ciepło w związku z likwidacją przestarzałych ogrzewań węglowych, będzie nie większa niż 70% powyżej podanej wartości, to jest około 170 MW (200 MW w 2014 r.).
Równolegle z modernizacją sposobu ogrzewania zazwyczaj prowadzone są działania zmierzające do ograniczenia i zoptymalizowania potrzeb, które szacuje się na 10-20% zapotrzebowania wyjściowego.

10.4.3 Możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na ciepło z systemu ciepłowniczego – poziom źródłowy

Obszary rozwoju obejmujące nową zabudowę, dla których istnieje możliwość zaopatrzenia w ciepło z systemu ciepłowniczego wskazane zostały w rozdziale 11 dotyczącym scenariuszy zaopatrzenia miasta Poznania 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 msc, jak również 80% odbiorców z obszarów przewidywanych do podłączenia do systemu ciepłowniczego lub gazowniczego ze wskazaniem na system ciepłowniczy jako preferowany oraz 20% ze wskazaniem na system gazowniczy jako preferowany.
Wielkości te mogą się wahać w granicach ±20% w zależności od wyników przeprowadzonego indywidualnie rachunku ekonomicznego.
Niezależnie od powyższego dla oceny poziomu zmiany zapotrzebowania na ciepło sieciowe uwzględniono prognozowane zmiany, jakie będą wprowadzane w sposobie zaopatrzenia w ciepło w zabudowie istniejącej, w tym w szczególności w zakresie likwidacji źródeł niskiej emisji, jak również działania proefektywnościowe, termomodernizacyjne na obiektach istniejących, już przyłączonych do msc
Zmiana poziomu zapotrzebowania na ciepło z systemu w wytypowanych okresach dla warunków zrównoważonego rozwoju przedstawia się następująco:

Tabela 10-11 Przewidywane zmiany potrzeb cieplnych pokrywanych z systemu ciepłowniczego – wariant zrównoważony [MW]

Wyszczególnienie	rok 2017	okres		
		do 2025	2025 - 2030	2031 - 2035
Moc zamówiona w msc Poznania - stan wyjściowy	1182,8			
Nowe zasoby budownictwa mieszkaniowego		60,9	30,9	22,5
Budownictwo usługowe i wytwórcze – nowe obiekty (obszary)		15,3	11,2	6,3
Założone średnie tempo spadku zapotrzebowania w skali roku [%]		1,00%	0,70%	0,50%
Spadek zapotrzebowania wynikający z ubytków i z działań termomodernizacyjnych		-94,6	-43,6	-32,1
Podłączenie do systemu jako zmiana sposobu zaopatrzenia w ciepło		80,00	40,00	25,00
Zmiana zapotrzebowania - sumarycznie		**61,6**	**38,5**	**21,7**
Moc zamówiona w msc dla miasta Poznania - stan na koniec okresu		**1244,4**	**1282,9**	**1304,6**
Moc zamówiona dla gmin ościennych zasilanych z msc Poznania Koziegłowy, Swarzędz, Zalasewo	52,6	53,7	54,2	54,7
Sumaryczna moc zamówiona z msc Poznania	**1235,4**	**1298,0**	**1337,1**	**1359,4**

Przyjmując dla systemu ciepłowniczego z czynnikiem wodnym, współczynnik jednoczesności wykorzystania mocy cieplnej przez odbiorców (wg Veolia Energia Poznań) dla rozległego systemu ciepłowniczego jaki zlokalizowany jest na terenie Poznania, na poziomie 0,7 i po uwzględnieniu odbiorów ciepła systemowego zlokalizowanych poza granicami miasta (miejscowości: Swarzędz, Koziegłowy i Zalasewo) prognozy dotyczące zapotrzebowania mocy cieplnej wprowadzanej do systemu sieciowego na czynniku wodnym mogą wynosić odpowiednio:

- w roku 2025 - 908,6 MW,
- w roku 2030 - 936,0 MW,
- w roku 2035 - 952,0 MW.

Dodatkowo z podstawowego źródła systemowego, jakim jest EC Karolin, pokrywane jest zapotrzebowanie odbiorców przemysłowych z odbiorem ciepła w parze, gdzie sygnalizowany jest wzrost zapotrzebowania z poziomu ok. 38 MW o 20 MW. Dotychczasowy odbiór pary prowadzony jest sprzed turbiny, a więc jest niezależny od pracy źródła na podawanie ciepła do systemu ciepłowniczego. Dla zapewnienia tego wzrostu zapotrzebowania dedykowana jest przewidywana w planach Veolii budowa nowego parowego kotła olejowo-gazowego o mocy 20 MW.

Mając na uwadze ocenę istniejącego stanu zaopatrzenia Poznania w ciepło z systemu ciepłowniczego należy stwierdzić, że:

➔ osiągalna na chwilę obecną moc cieplna dla zasilania systemu ciepłowniczego o wielkości 862 MW (patrz wykres 4-1, 4-9) obejmująca dostawę ciepła z EC Karolin i ITPOK wraz z uwzględnieniem pracy kotłowni szczytowych w układzie pracy na wydzielonych

systemach wyspowych daje zapewnienie mocy źródłowej na pokrycie potrzeb msc dla stanu istniejącego,

- ➔ według planów inwestycyjnych przewidywanych do realizacji, uzupełnienie zaopatrzenia w ciepło dla msc stanowić będzie budowa dodatkowego źródła gazowo-olejowego – Kopanina o mocy docelowej 45 MWt. Planowane zakończenie zadania realizowanego w 2 etapach przewidywane jest na rok 2022. Sumaryczna moc, jaką dysponować będzie operator systemu dystrybucji ciepła, osiągnie wartość 907 MWt, co według przeprowadzonych wcześniej analiz możliwego wzrostu zapotrzebowania na ciepło z systemu ciepłowniczego (tabela 10-11) daje to zapewnienie mocy dla stanu prognozowanego na rok 2025,
- ➔ elementem warunkującym możliwość rozprowadzenia wymaganego strumienia wody grzewczej dla zapewnienia odbioru ciepła w mogących wystąpić warunkach meteorologicznych zbliżonych do obliczeniowych (-18oC) wymagana jest realizacja pozostałych zadań związanych z likwidacją mogącego wystąpić deficytu ciśnienia dyspozycyjnego, tj.: przepompownia na Podolanach + przebudowa sieci Strzeszyn-Podolany, magistrala Kopanina – Sielska (2x Dn 350),
- ➔ dla zagwarantowania pewności zasilania systemu ciepłowniczego w nośnik energii zarówno ze względu na wymagania zabezpieczenia pokrycia mocy zamówionej, jak i poprawy warunków hydraulicznych sieci wymagana jest:
  - kontrola realizacji planu rozwoju Veolia Energia Poznań w zakresie harmonogramu realizacji działań jak wyżej – zapewnienie zasilania do roku 2025,
  - systematyczne monitorowanie zgodności prognozowanego tempa przyrostu zapotrzebowania na ciepło dla umożliwienia zaprogramowania i realizacji działań związanych z wymaganym rozwojem źródeł zasilających system ciepłowniczy po roku 2025,

    oceniając zapewnienie bezpieczeństwa zaopatrzenia miasta w ciepło systemowe w okresie po roku 2025 niezbędne jest wybudowanie nowego źródła wspomagającego zasilanie systemu o mocy cieplnej rzędu 50 MW z najkorzystniejszą lokalizacją w południowej części miasta dla zoptymalizowania warunków hydraulicznych rozpływu nośnika energii. Projektem odpowiadającym na to zapotrzebowanie była planowana przez PGNIG Termika budowa źródła z wykorzystaniem gazu krajowego, projekt ten został jednak bezterminowo wstrzymany,
- ➔ należy zwrócić uwagę na możliwość wystąpienia ograniczeń w możliwości dysponowania pełną zainstalowaną mocą źródeł (instalacji) mających zasilać system ciepłowniczy w wyniku:
  - możliwego braku pełnej dyspozycji mocy z ITPOK – wymagane pokrycie potrzeb własnych źródła, mogące wystąpić ograniczenia w dostawie wymaganej ilości odpadów wymaganej dla zasilania instalacji, w szczególności w związku z planowanymi działaniami wymuszającymi zintensyfikowanie działań związanych z segregacją odpadów i ograniczaniem ich powstawania u źródła,

- rezygnacji na chwilę obecną z budowy nowego źródła kogeneracyjnego w lokalizacji na terenie HCP (projekt PGNiG Termika jw.),

➔ należy liczyć się w dalszej perspektywie (np. po roku 2025) z koniecznością głębokiej modernizacji instalacji kotłowych źródła systemowego EC Karolin wynikającej z jednej strony z wieku jednostek kotłowych: kotły olejowe z 1975 r., kotły typu OP z lat 1984, 1991, 1998 (najmłodszy ma 20 lat, najstarsze olejowe mają 43 lata), z drugiej mogącej wystąpić konieczności zmiany paliwa z węglowego na inne - proekologiczne w związku z wprowadzaniem docelowo ograniczeń formalnych i ekonomicznych dotyczących udziału paliwa węglowego w pokrywaniu potrzeb sektora energetycznego,

➔ zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne – art. 7b, pkt 1 i 2 dla obiektów o zapotrzebowaniu mocy powyżej 50 kW zlokalizowanych na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostawy ciepła z efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, wymagane jest przyłączenie obiektu do ww. systemu lub przeprowadzenie analizy efektywności rozwiązania indywidualnego z zastosowaniem rozwiązania z wykorzystaniem odnawialnego źródła energii lub kogeneracji, co może tworzyć dodatkowe przyrosty potrzeb,

➔ przy planowanym podłączeniu nowego znaczącego odbiorcy każdorazowo wymagane jest przeprowadzenie analizy hydraulicznej dla oceny rezerw przepustowości dla danego kierunku zasilania,

➔ istotnym jest kontynuacja działań w kierunku likwidacji niskiej emisji w Poznaniu poprzez podłączenie budynków wielorodzinnych (kamienic) do systemu.

10.5 Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny

Tabele 10-5 i 10-6 oraz tabele w załączniku 3 przedstawiają wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny wyrażające potencjalne maksymalne potrzeby nowych odbiorców mogących potencjalnie być przyłączonych do systemu gazowniczego w przyjętych horyzontach czasowych dla wariantu zrównoważonego tempa rozwoju i dla pełnej chłonności.

Dla oszacowania rzeczywistego tempa przyrostu zapotrzebowania i jego zakresu na poziomie źródłowym przeprowadzono analizy dla wcześniej wymienionych wariantów zrównoważonego, 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 11. Sformułowanie scenariuszy zaopatrzenia obszaru miasta Poznania w nośniki energii).
Przyjęto następujący udział wykorzystania gazu dla potrzeb nowych odbiorców:

- pokrycie 100% potrzeb energetycznych dla nowych odbiorców zlokalizowanych w obrębie oddziaływania systemu gazowniczego, a poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego,

- pokrycie 80% potrzeb nowych odbiorców zlokalizowanych w obrębie oddziaływania systemu gazowniczego i ciepłowniczego ze wskazaniem na wykorzystanie systemu gazowniczego,
- pokrycie 20% potrzeb nowych odbiorców zlokalizowanych w obrębie oddziaływania systemu gazowniczego i ciepłowniczego ze wskazaniem na wykorzystanie systemu ciepłowniczego,
- pokrycie 50% potrzeb nowych odbiorców dla obszarów o ograniczonym dostępie do sieci gazowej wskazanych do wykorzystania rozwiązań w oparciu o wykorzystanie gazu lub rozwiązań indywidualnych.
- przejęcie 20% odbiorców istniejących zlokalizowanych poza obrębem oddziaływania systemu ciepłowniczego, wykorzystujących dotychczas paliwo węglowe.

W poniższej tabeli przedstawiono przewidywany wzrost zapotrzebowania na gaz sieciowy w okresie docelowym, tj. do roku 2035, w rozliczeniu dla całego miasta i przy uwzględnieniu: pojawienia się odbiorców w wyniku powstawania nowej zabudowy, utrzymania na stałym poziomie przyrostu liczby odbiorców indywidualnych z grupy zabudowy istniejącej, obniżania zapotrzebowania w wyniku prowadzonych przez odbiorców działań związanych z racjonalizacją zużycia energii z rozrzutem od 2% w skali roku w pierwszym analizowanym okresie do 1% w okresie końcowym.
Uwzględniono współczynniki jednoczesności na poziomie 0,7 dla pokrywania zapotrzebowania na gaz ziemny.

Tabela 10-12 Zmiana zapotrzebowania na gaz ziemny na poziomie źródłowym

Wariant	Zmiana zapotrzebowania na gaz ziemny [m^3/h]				Prognozowana zmiana zużycia gazu [tys. m^3/rok]
	do 2025	2026 – 2030	2031 - 2035	Łącznie do 2035	
zrównoważony	-3 230	-829	242	-3 817	-5 344
optymistyczny	-1 136	751	1 533	1 148	11 607
stagnacyjny	-5 323	-2 409	-1 050	-8 782	-12 295

Z powyższego zestawienia wynika, że dla wariantu zrównoważonego utrzymać się może tendencja spadku zapotrzebowania na gaz w okresie do roku 2030. Odwrócenie się tej tendencji prognozowane jest na ostatni analizowany okres.

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 będzie pojawiać się 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 dla potrzeb planowanych do budowy przez Veolia Energia Poznań źródeł, w tym źródła szczytowego Kopanina (45 MWt), jak również kotła parowego o mocy ~20 MW w EC Karolin.

Wg PSG stworzenie takich rezerw w systemie z uwagi na jego układ jest możliwe pod warunkiem zaplanowania działań z należytym wyprzedzeniem.

10.6 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną

10.6.1 System zasilania miasta

Stojąc na stanowisku, że instalacje elektryczne powinny być zaprojektowane i wykonane w taki sposób, aby w przewidywalnym okresie użytkowania spełniały wymagania dotyczące mocy zapotrzebowanej, w odniesieniu do instalacji w budynkach mieszkalnych konieczne jest zapewnienie pożądanego komfortu życia mieszkańców tychże budynków. Zatem instalacje elektryczne w budynkach o dowolnym przeznaczeniu powinny zapewniać co najmniej:

- niezawodną dostawę energii elektrycznej o właściwych parametrach technicznych i jakościowych,
- bezpieczne użytkowanie urządzeń elektrycznych, w tym właściwą ochronę przed porażeniem elektrycznym, przetężeniami grożącymi zużywaniem się instalacji, pożarem, przepięciami łączeniowymi i atmosferycznymi, a także innymi zagrożeniami,
- ochronę ludzi i środowiska przed emitowaniem pola magnetycznego, hałasu i temperatury o wartościach i natężeniach większych od dopuszczalnych wielkości granicznych.

Podstawowe zapotrzebowanie dla odbiorców w sektorze mieszkalnictwa to: oświetlenie, sprzęt gospodarstwa domowego, sprzęt elektroniczny i ewentualnie wytwarzanie c.w.u. Składniki infrastruktury elektroenergetycznej zapewniającej dostawę energii elektrycznej do zabudowy mieszkaniowej winny zatem charakteryzować się takimi właściwościami technicznymi, aby ich użytkownicy mogli korzystać z posiadanych urządzeń gospodarstwa domowego, sprzętu RTV, teletechnicznego i innego, zarówno teraz, jak i przez okres co najmniej 25-30 najbliższych lat, tj. winny być tak zwymiarowane i wykonane, aby były w stanie sprostać nowym wymaganiom wynikającym ze zmian w wyposażeniu mieszkań w urządzenia elektryczne i zmian stylu życia mieszkańców. W warunkach przeprowadzanej na skalę ogólnoeuropejską transformacji do warunków rynkowych zasad dostawy dóbr energetycznych, opracowano normę N SEP-E-002 „Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w obiektach mieszkalnych. Podstawy planowania”. Celem ustaleń wymienionej normy jest zapewnienie technicznej poprawności wykonania instalacji oraz jej pożądanych walorów użytkowych w dłuższym horyzoncie czasowym, równym przewidywanemu okresowi jej eksploatacji. Określenia przyrostu szczytowego zapotrzebowania mocy dla zabudowy mieszkaniowej dokonano przyjmując wskaźniki zapotrzebowania mocy stosownie do ustaleń wymienionej normy. Przyjęte wcześniej wskaźniki zapotrzebowania na moc elektryczną (12,5÷30 kW/mieszkanie) gwarantują możliwość zainstalowania niezbędnych urządzeń i punktów oświetleniowych dla zapewnienia komfortu energetycznego z punktu widzenia potrzeb elektroenergetycznych.

Również współczynniki jednoczesności zostały dobrane zgodnie z ww. normą, w sposób właściwy w przypadku obliczeń obciążalności wewnętrznych linii zasilających, z uwzględnieniem faktu, że 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. Przy 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.
Tak obliczone zapotrzebowanie mocy może zatem stanowić podstawę dla wyznaczenia wymaganej mocy transformatorów oraz sposobu ustalania przekrojów żył kabli sieci rozdzielczej niskiego napięcia.

10.6.2 Ocena poziomu przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną

W poniższych tabelach przedstawiono przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną przyszłej zabudowy mieszkaniowej i usługowej w perspektywie czasowej do 2035 r. oraz w podziale na poszczególne jednostki bilansowe, przy uwzględnieniu zróżnicowanego wykorzystania energii elektrycznej, dla pełnej chłonności terenu. Dla zabudowy przemysłowej oraz sektora użyteczności publicznej dokonano oszacowania zapotrzebowania mocy szczytowej wskaźnikowo lub w drodze indywidualnego oszacowania. 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, 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 z energii elektrycznej, np. dla potrzeb wytwarzania ciepłej wody użytkowej. Dlatego też, w przypadku zabudowy mieszkaniowej, wzrost mocy zamówionej określono w dwóch wariantach:

- minimalnym – zakładającym brak wykorzystania energii elektrycznej do celów grzewczych i przygotowania c.w.u.,
- maksymalnym – zakładającym wykorzystanie energii elektrycznej u 50% odbiorców do celów grzewczych i przygotowania c.w.u.

Z uwagi na to, że znaczny obszar miasta objęty jest zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego, analizując wariant maksymalny przyjęto dla obszarów rozwoju zlokalizowanych poza obrębem oddziaływania systemu ciepłowniczego, przyjmując zasadę, że jeżeli nowy obiekt zaopatrywany będzie w ciepło z systemu ciepłowniczego, zapewniać będzie on również zapotrzebowanie na c.w.u.

W tabeli 10-12 wskazano maksymalne zapotrzebowanie mocy dla zgrupowanych jednostek bilansowych z uwzględnieniem zastosowania współczynników jednoczesności dla zabudowy mieszkaniowej, dla zdefiniowanych wcześniej wariantów minimalnego i maksymalnego oraz poziom zapotrzebowania mocy czynnej w skali całego miasta dla wariantu zrównoważonego rozwoju.

Według przedstawionego zestawienia, zapotrzebowanie mocy dla nowych zasobów mieszkaniowych jakie wystąpi do roku 2035, ocenia się w granicach 70÷74 MW, natomiast dla odbiorców strefy usług i wytwórczości na 130 MW liczone na poziomie odbiorcy (budynku). Wielkości te wahać się mogą w granicach ±30% dla wariantów optymistycznego i stagnacji.
Na poziomie źródłowym, tj. na poziomie WN wielkości te przyjmą wartość dla zabudowy mieszkaniowej około 21 – 22 MW, a dla strefy usług i wytwórczości około 40 MW.

Przy założeniu, że średnie tempo wzrostu zużycia energii elektrycznej utrzyma się na poziomie 1% w skali roku, należy oczekiwać przedstawionych poniżej poziomów zużycia energii elektrycznej.
Przy stanie wyjściowym na rok 2017 na poziomie 2 245 GWh przewiduje się, że zużycie energii na koniec poszczególnych okresów wyniesie odpowiednio:

- 2 430 GWh w roku 2025,
- 2 555 GWh w roku 2030,
- 2 685 GWh w roku 2035.

Tabela 10-13 Prognoza maksymalnego przyrostu zapotrzebowania na moc elektryczną czynną dla grup jednostek bilansowych, według charakteru odbiorcy do 2030 roku

Oznaczenie obszaru (Jednostki bilansowe)	**Przyrost zapotrzebowania na moc elektryczną dla nowej zabudowy maksymalna dla analizowanych obszarów**																	
	mieszkaniowej (wariant min)			**mieszkaniowej (wariant max)**			**usługowej**			**przemysłowej**			**ogółem (wariant min)**			**ogółem (wariant max)**		
	do 2025	2026-2030	2031 – 2035	do 2025	2026-2030	2031 – 2035	do 2025	2026-2030	2031 – 2035	do 2025	2026-2030	2031 – 2035	do 2025	2026-2030	2031 – 2035	do 2025	2026-2030	2031 – 2035
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
A (A1, A2)	1 914	961	961	1 914	961	961	1 124	744	744	0	0	0	3 038	1 705	1 705	3 038	1 705	1 705
B (B1 ÷ B10)	13 968	9 118	9 169	14 525	9 494	9 524	6 481	6 150	5 297	252	252	252	20 701	15 520	14 718	21 258	15 896	15 073
C (C1 ÷ C13)	5 118	3 246	3 090	5 183	3 384	3 290	16 104	16 068	12 517	833	767	767	22 055	20 081	8 525	22 120	20 219	8 725
D (D1 ÷ D10)	5 056	2 763	2 239	5 049	2 829	2 361	12 877	11 616	8 957	17 525	18 091	18 091	35 458	32 470	29 287	35 451	32 536	29 409
E (E1 ÷ E4)	1 136	1 091	865	1 136	1 091	865	576	2076	288	950	1 900	1 900	2 662	5 067	3 053	2 662	5 067	3 053
F (F1 ÷ F2)	1 289	1 980	2 244	1 587	2 295	2 576	236	1 024	463	8 832	6 771	6 771	10 357	9 775	9 478	10 655	10 090	9 810
Z (ZI ÷ZVI)	1 792	1 374	1 484	2 069	1 591	1 718	1892	1920	1259	265	398	398	3 949	3 692	3 141	4 226	3 909	3 375
	Przyrost zapotrzebowania liczony w skali miasta dla wariantu zrównoważonego																	
M. Poznań	30 272	20 532	20 054	31 464	21 645	21 296	27 503	27 719	15 173	20 060	19 725	19 725	77 835	67 976	54 952	79 027	69 089	56 194

10.7 Prognozowanie zmian potrzeb energetycznych miasta z uwzględnieniem możliwości ich pokrycia z horyzontem do 2050 r.

Prognozowanie w perspektywie roku 2050 stanu zapotrzebowania energii, a w szczególności jego struktury w dużych organizmach miejskich obarczone jest szeregiem niepewności. Z roku na rok rozwijające się coraz szybciej technologie produkcji i magazynowania energii oraz ograniczenia jej zużycia przez odbiorcę końcowego przynoszą w tej materii nowe rozwiązania i uwarunkowania, które w takiej analizie należy uwzględnić.
W chwili obecnej identyfikuje się zjawiska i czynniki które wpływać mogą na prognozy zapotrzebowania energii w skali miasta takie jak poniżej:

- polityka mieszkaniowa i przestrzenna miasta;
- polityka gospodarcza i społeczna;
- regulacje prawne odnośnie ilości i jakości zużywanej energii przez odbiorcę końcowego na poziomie krajowym, regionalnym i lokalnym;
- rozwój technologii użytkowania, magazynowania i wytwarzania energii po stronie odbiorcy;
- rozwój technologii przesyłania, magazynowania i wytwarzania energii po stronie wytwórców i dystrybutorów;
- relacje kosztów i jakości szczególnie ekologicznej indywidualnych i grupowych rozwiązań zaopatrzenia w energię;

Z uwagi na aktualny stan wiedzy i możliwość zaprognozowania wpływu na wielkość zapotrzebowania energii jedynie czynników w chwili obecnej zdeterminowanych przyjęto dla prognozy na lata po 2035 roku utrzymanie terenów przewidywanych w latach po 2025 do 2035. Powyższe wskazuje że zapotrzebowanie do roku 2050 będzie na poziomie nie wyższym niż prognozowany w roku 2035.

11. Scenariusze zaopatrzenia obszaru miasta Poznania 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 jego przyzwoleniem, 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 równolegle różnych systemów energetycznych, np. jednego jako źródła ogrzewania, a drugiego jako źródła ciepłej wody użytkowej i na potrzeby kuchenne, gdyż takie działanie daje małą szansę na spłatę kosztów inwestycyjnych obu systemów.

Zasadność eksploatacyjna, która w perspektywie stworzy przyszłemu odbiorcy energii warunki do zakupu energii za cenę atrakcyjną rynkowo.

W celu określenia scenariuszy zaopatrzenia w energię cieplną, dla sporządzenia analizy przyjęto następujące, dostępne na terenie Poznania, rozwiązania techniczne: przyłączenie do systemu ciepłowniczego, wykorzystanie gazu ziemnego oraz rozwiązania indywidualne oparte w głównej mierze o spalanie węgla, oleju opałowego, jak również wykorzystania odnawialnych źródeł energii - OZE (kolektory słoneczne, pompy ciepła lub inne). W niektórych przypadkach na cele grzewcze wykorzystana może być energia elektryczna.

11.1 Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło, gaz sieciowy

Charakteryzując poszczególne jednostki bilansowe pod kątem wyposażenia w infrastrukturę energetyczną - dostępność systemu ciepłowniczego i gazowniczego, w dalszej części rozdziału wskazano 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.

11.1.1 Zaopatrzenie w ciepło nowych obszarów pod zabudowę mieszkaniową

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę mieszkaniową przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 11-1 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 ziemny	Rozwiązania indywidualne	
					olej opało-wy, inne	OZE [1)]
A1	dogęszczenie zabudowy	10	X	X		X
A2	MW/U 35a i dogęszczenie zabudowy	10	X	X		X
B1	MW/MN 15 i MW/U 74	12	X	X		X
B2	MW*1	10	X	X		X
B3	MN 27, MN 54	20		X		X
	MN 23/MW, MN 65	21	X	X		X
	MW 30	10	X	X		X
B4	MW/U 11, MW/U 70, MW/U 70a dogęszczenie zabudowy	12	X	X		X
	MN 11, MN 12 dogęszczenie zabudowy	20	X	X		X
B5	MW/U 41	12	X	X		X
B6	MN/MW*5	12	X	X		X
B7	MW 17, MW 46, MW/MN 18, MW/MN 5	12	X	X		X
	MW 50, MW 51	10	X	X		X
B8	MN 2, MN 5, MN 69, MN 70, MN*5	20		X		X
	MN 82	21	X	X		X
B9	MN 103, MN 72, MN 89, MN 90, MN*10, MN*20, MN*26, MN*27, MN*4	20		X		X
	MN 14	21	X	X		X
	MN*21, MN*22	20	X	X		X

Jedn. bil.	Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej			
			System ciepłowniczy	Gaz ziemny	Rozwiązania indywidualne	
					olej opało-wy, inne	OZE [1]
B10	MN 107, MN 20, MN 55, MN 7, MN*1, MN*2, MN*3, MN*9	20		X		X
C1	MW/U 94, MW/U 71	10	X	X		X
C2	dogęszczenie zabudowy	12	X	X		X
C4	MN 61/MW	21	X	X		X
	MN 74	20	X	X		X
C5	MW/U 7	12	X	X		X
C6	dogęszczenie zabudowy	12	X	X		X
C7	MN16	21	X	X		X
	MW/MN 3, MW 19a	12	X	X		X
C8	dogęszczenie zabudowy	12	X	X		X
C10	MW/U 46	10	X	X		X
C11	MN/MW 14 i MW/U 12	12	X	X		X
C12	MW 12, MW/U 29	12	X [2]	X		X
	MW/MN 12a	21	X [2]	X		X
C13	MN*31, MN*32, MN/MW 5	20		X		X
D1	MW/U 24, MW/U 76a	10	X	X		X
D3	dogęszczenie zabudowy	10	X	X		X
D4	MW 29	10	X	X		X
D6	MN 68	20		X		X
D8	MN 104, MN 4, MN/U 18, MN/U 21, MN/U 24, MN/U 27, MN/U 28, MN/U 29	20		X		X
D9	MN 102	ind.			X	X
	MN 56a	12	X	X		X
	MN 105, MN 3, MN 48, MN*6, MN/U 9	20		X		X
D10	MN 67	20	X	X		X
	MW/U 73	12	X	X		X
E1	dogęszczenie zabudowy	21	X	X		X
E2	dogęszczenie zabudowy	21	X	X		X
E3	MW/U*1, MW/U 10. MW/U 10a	10	X	X		X
	MW/U 81	12	X	X		X

Jedn. bil.	Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej			
			System ciepłowniczy	Gaz ziemny	Rozwiązania indywidualne	
					olej opało-wy, inne	OZE [1)]
	dogęszczenie zabudowy	21	X	X		X
F1	MN/U 1, MN/U 23, MN/U 30, MN/U 32, MN/U 33, MN/U 8, MW/U 42	20		X		X
F2	MN/MW 9	20		X	X	X
	MN/MW 10 i dogęszczenie zabudowy	ind.		X	X	X
ZII	MN 95	12	X	X		X
	MN 96, MN 97	20		X	X	X
ZIII	MW/U 3	20	X	X		X
ZIV	MN 85, MN 88, MN/MW*2	20		X		X
	MW/U*3	20	X	X		X
ZV	MN*23, MN/U 15	20		X		X
	U/MWa	20	X	X		X
ZVI	MN 19, MN 24, MN 91, MN/MW 8	20		X		X
	MN*17	ind.			X	X
	MN/MW*4, MN/MW*7	12	X	X		X

1) z wyłączeniem biomasy
2) system lokalny kotłowni przy ul. Dąbrowskiego 262/280
ind. - ogrzewanie indywidualne

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 takiego rozwiązania.
Dla zabudowy jednorodzinnej preferowanym rozwiązaniem będzie podłączenie do systemu gazowniczego. Chyba, że przewidywana będzie realizacja zabudowy jednorodzinnej o charakterze zwartym – osiedlowym, kiedy to celowym będzie przeanalizowanie możliwości przyłączenia do systemu ciepłowniczego.
Obszary przeznaczone dla budownictwa mieszkaniowego: MN 102, MN/MW 10 i MN*17 ze względu na znaczne oddalenie od systemów sieciowych, zaleca się zaopatrywać w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych, niskoemisyjnych, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości zastosowania OZE.

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.
W przypadku zastosowania indywidualnych źródeł opalanych biomasą lub węglem bezwzględnym jest przestrzeganie ustaleń uchwały tzw. „antysmogowej" podjętej w dniu 18 grudnia 2017 r. przez Sejmik Województwa Wielkopolskiego.
Zgodnie z art. 96 ust. 6 pkt 3 ustawy Prawo ochrony środowiska ww. uchwała wprowadza zakaz stosowania następujących paliw:

- ➔ węgla brunatnego oraz paliw stałych produkowanych z jego wykorzystaniem;
- ➔ mułów i flotokoncentratów węglowych oraz mieszanek produkowanych z ich wykorzystaniem;
- ➔ paliw, w których udział masowy węgla kamiennego o uziarnieniu poniżej 3 mm wynosi więcej niż 15%;
- ➔ węgla kamiennego oraz paliw stałych produkowanych z wykorzystaniem tego węgla, nie spełniających któregokolwiek z poniższych parametrów jakościowych:
  - wartość opałowa co najmniej 23 MJ/kg,
  - zawartość popiołu nie więcej niż 10%,
  - zawartość siarki nie więcej niż 0,8%;
- ➔ biomasy stałej, której wilgotność w stanie roboczym przekracza 20%.

Ponadto w uchwale „antysmogowej" wskazano wymagane parametry jakościowe dla węgla kamiennego, tj.:

- wartość opałowa co najmniej 23 MJ/kg;
- zawartość popiołu nie więcej niż 10%;
- zawartość siarki nie więcej niż 0,8%.

Ww. uchwała wprowadza wymaganie stosowania kotłów, które umożliwiają wyłącznie automatyczne podawanie paliwa oraz zakazuje stosowania kotłów automatycznych wyposażonych w dodatkowy ruszt. Szczegółowe ograniczenia w zakresie parametrów technicznych i emisji dopuszczalnej z kotłów na paliwa stałe z automatycznym podawaniem paliwa, zawarte w ww. uchwale, dotyczą następujących zagadnień:

- ➔ sezonowa efektywność energetyczna nie może być mniejsza niż 75% dla kotłów o nominalnej mocy cieplnej do 20 kW lub nie może być mniejsza niż 77% dla kotłów o nominalnej mocy cieplnej przekraczającej 20 kW;
- ➔ emisje cząstek stałych (PM) nie mogą przekraczać 40 mg/m^3;
- ➔ emisje organicznych związków gazowych (OGC) nie mogą przekraczać 20 mg/m^3;
- ➔ emisje tlenku węgla (CO) nie mogą przekraczać 500 mg/m^3;
- ➔ emisje tlenków azotu (NOx) nie mogą przekraczać 200 mg/m^3 w przypadku kotłów na biomasę oraz 350 mg/m^3 w przypadku kotłów na paliwa kopalne.

11.1.2 Zaopatrzenie w ciepło nowych obszarów pod zabudowę usługową

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę usługową przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 11-2 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 ziemny	Rozwiązania indywidualne	
					olej opałowy, inne	OZE [1]
A1	dogęszczanie, przebudowa, modernizacja	10	X	X		X
A2	dogęszczanie, przebudowa, modernizacja	10	X	X		X
B1	Ua 1	10	X			X
B2	U 28, U 36	10	X	X		X
B3	U 45, U 66	12	X	X		X
	US1* 2, US1* 5	20		X		X
B7	U 33, U 34, U 46, U 47	21	X	X		X
B8	U 72, U* 6	20		X		X
B9	U1	10	X			X
	U 65	20		X		X
C1	MW/U 71, MW/U 94	12	X	X		X
C3	U 95	21	X	X		X
C5	U 76a	12	X	X		X
C7	MW/U 19	10	X	X		X
	U 61	12	X	X		X
C10	U 81	12	X	X		X
	MW/U 72	21	X	X		X
	Ua 2	20		X		X
C12	MW/U 29, U119	10	X [2]	X		X
	U39, U4, U96	20	X	X		X
	U16, U18, U2, U20, U73	20		X		X
D1	U 107	12	X	X		X
	MW/U 69	10	X	X		X
	U 117	21	X	X		X
D5	MW/U 17, MW/U 30a, MW/U* 2, U 30	12	X	X		X
D8	U 111, U 113, U 14, U 22, U 40, U 41, U 80, U 83÷86, U 91, U 94, Ua 18	20		X		X
D9	U 67, U* 9	20		X		X
D10	MW/U 73, U 87	12	X	X		X
	U 19, U 42	20	X	X		X

Jedn. bil.	Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej			
			System ciepłowniczy	Gaz ziemny	Rozwiązania indywidualne	
					olej opałowy, inne	OZE [1)]
E3	U* 1	20	X	X		X
	MW/U 10a	10	X			X
F1	MW/U 42, MW/U 43, U 115	20		X		X
ZI	US1* 22	21	X	X		X
ZII	U 11, U 50, U/a 1	10	X	X		X
ZIII	U* 4, U* 5	12	X	X		X
	U 27	10	X	X		X
ZIV	US2* 4	12	X	X		X
ZVI	US1* 11, US1* 21, US1* 14, US1* 19, US1* 6, US1* 9, US2* 6	20		X		X
	US1* 15	ind			X	X

1) z wyłączeniem biomasy
2) system lokalny kotłowni przy ul. Dąbrowskiego 262/280
ind. - ogrzewanie indywidualne

Dla pokrycia potrzeb cieplnych budownictwa usługowego, w sytuacji kiedy obiekt jest zlokalizowany w obrębie oddziaływania sieci ciepłowniczej, zaleca się wykorzystanie systemu ciepłowniczego. Zgodnie z zapisami ustawy Prawo budowlane dotyczy to w szczególności obiektów o przewidywanej mocy cieplnej zamówionej powyżej 50 kW. W przypadku wyboru indywidualnego sposobu pokrycia tego zapotrzebowania wymagane jest przeprowadzenie analizy uzasadniającej większą efektywność wykorzystania rozwiązania innego niż przyłączenie do systemu ciepłowniczego.

Dla obszaru US1*15, 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.

11.1.3 Zaopatrzenie w ciepło nowych obszarów pod zabudowę przemysłową

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę przemysłową przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 11-3 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 ziemny	Rozwiązania indywidualne	
					olej opałowy, inne	OZE [1)]
B7	U/P 39	12	X	X		X
C2	U/P 48	21	X	X		X
C8	U/P 7	12	X	X		X
D5	U/P 54	20	X	X		X
D6	U/P 64, U/P 71, U/P 73	20		X		X
D7	U/P 53, U/P 66, U/P 69	20		X		X
D8	U/P 20, U/P 38, U/P 43, U/P 25, U/P 76, U/P 79, U/P 80	20		X		X
D9	U/P 42	20, ind		X	X	X
D10	U/P 70	12	X			X
	U/P 47, U/P 49	20	X	X		X
	U/Pa	21	X	X		X
E4	U/P 1, U/P 29, U/P 40	12	X	X		X
	U/P 57	10	X	X		X
F1	U/P 17, U/P 27, U/P 28, U/P 50, U/P 51, U/P 72	20		X		X
ZV	U/P 62	20		X		X

1) z wyłączeniem biomasy
ind. - ogrzewanie indywidualne

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 celowym jest wprowadzenie małej lub mikrokogeneracji dla zoptymalizowania efektywności wykorzystania energii.
Niezależnie od powyższego zaleca się wykorzystanie OZE – np. paneli fotowoltaicznych, kolektorów słonecznych czy pomp ciepła do współpracy z instalacjami podstawowymi, a przede wszystkim uwzględnienie możliwości wykorzystania ciepła odpadowego z procesów technologicznych lub systemów wentylacyjnych.

Na mapach systemów energetycznych miasta, w tym ciepłowniczego i gazowniczego, załączonych w części graficznej dokumentu, przedstawiona jest lokalizacja obszarów rozwoju. Stanowi ona wskazanie potencjalnej dostępności systemu dla zasilania obszaru.

11.2 Wymagane kierunki działań w systemie ciepłowniczym

Bezpieczeństwo zaopatrzenia w ciepło mieszkańców miasta wiąże się z zagadnieniem stanu aktualnego i perspektywicznego poszczególnych elementów wchodzących w skład organizacji i poziomu technicznego urządzeń służących dostawom.
W zakresie organizacji bezpieczeństwo zaopatrzenia w ciepło wiąże się ponadto ze sposobem pokrycia tego zapotrzebowania. Dla odbiorców ogrzewanych w sposób indywidualny bezpieczeństwo będzie zależało od pewności dostaw paliwa niezbędnego do przetworzenia w ciepło oraz stanu technicznego urządzenia. Zależność ta głównie będzie po stronie samego odbiorcy-wytwarzającego oraz systemu zabezpieczenia w paliwo (w tym wypadku zależy od rodzaju tego paliwa).
Dla odbiorców zaopatrywanych w ciepło przy pomocy zdalnego przesyłu ciepła zależność ta jest złożona z elementów tak organizacji dostawy, jak i stanu technicznego urządzeń wytwórczych i dostarczających ciepło odbiorcom końcowym, czyli stan bezpieczeństwa zależeć będzie od zapewnienia ciągłości pracy miejskiego systemu ciepłowniczego, który swoim zasilaniem obejmuje ponad 53% potrzeb cieplnych odbiorców z terenu miasta.

Zaopatrzenie Poznania w ciepło systemowe i jego bezpieczeństwo jest ściśle uzależnione od prowadzonej polityki energetycznej Veolii Energia Poznań S.A., której głównym przedmiotem działalności jest wytwarzanie i dystrybucja ciepła na terenie miasta.

Dla zapewnienia ciągłości i pewności zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta Poznania w ciepło z systemu ciepłowniczego niezbędne jest równoległe prowadzenie działań obejmujących zagadnienie zapewnienia w okresie docelowym mocy wytwórczych na poziomie źródłowym oraz gwarancje optymalnych warunków przesyłu ciepła do odbiorcy.
Ocena stopnia zabezpieczenia źródłowego dla zasilania systemu ciepłowniczego Poznania została przedstawiona w rozdz. 10.4.3, gdzie wskazano możliwość zapewnienia dostaw ciepła dla stanu istniejącego oraz przy utrzymaniu tempa rozszerzenia oddziaływania msc na założonym poziomie i pełnej realizacji przedstawionych zamierzeń inwestycyjnych (budowa nowego źródła o mocy 45 MW oraz inwestycji na sieciach dla poprawy hydrauliki systemu sieciowego) dla stanu prognozowanego zapotrzebowania mocy cieplnej do roku 2025.
Zapewnienie bezpieczeństwa dostawy ciepła systemowego wiązać się będzie z potrzebą przeprowadzenia analiz dotyczących wskazania optymalnego rozszerzenia kierunku dodatkowego źródła zasilania msc po roku 2025. Jako jeden ze wskazanych kierunków należałoby rozpatrzeć możliwość wykorzystania lokalnych zasobów gazu ziemnego dla zasilania nowego źródła.

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 oparte głownie o wykorzystanie OZE (w tym: paneli fotowoltaicznych, kolektorów słonecznych, pomp ciepła) jak również – energię elektryczną oraz paliwa niskoemisyjne, tj.: gaz płynny, olej opałowy oraz inne.

Mając na uwadze ocenę stanu istniejącego systemu zaopatrzenia Poznania 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 niskoemisyjne źródła lokalne, wykorzystanie OZE (w tym jako wspomaganie rozwiązań tradycyjnych) oraz ogrzewanie elektryczne;
- ➔ 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.

Wymagane działania niezbędne dla zaopatrzenia w ciepło z miejskiego systemu ciepłowniczego odbiorców w obrębie nowej zabudowy mieszkaniowej oraz strefy usług i wytwórczości przedstawiono poniżej.

Tabela 11-4 Wymagane inwestycje w zakresie zaopatrzenia nowych obszarów w ciepło z systemu ciepłowniczego

Jedn. bil.	Oznaczenie obszaru rozwoju	Wymagany rodzaj inwestycji
A1	dogęszczenie zabudowy	Budowa przyłączy i węzłów ciepłowniczych
A2	MW/U 35a	Budowa przyłączy i węzłów ciepłowniczych
B1	MW/MN 15 i MW/U 74, Ua 1	Budowa przyłączy i węzłów ciepłowniczych
B2	MW*1, U 28, U 36	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
B3	MN 27, MN 54, MN 23/WM, US1*5, US1*2	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
	MN 65, MW 30, U 66, U 45	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
B4	MW/U 11, MW/U 70, MW/U 70a, MN 11, MN 12	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
B5	MW/U 41	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
B6	MN/MW*5	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych

Jedn. bil.	Oznaczenie obszaru rozwoju	Wymagany rodzaj inwestycji
B7	MW 17, MW 46, MW/MN 18, MW/MN 5, MW 50, MW 51, U 34, U/P 39	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
	U47, U88, U46, U33	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
B8	MN 2, MN 5, MN 69, MN 70, MN*5, U72, U* 6	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
	MN 82, U 72a	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
B9	MN 103, MN 72, MN 89, MN 90, MN*10, MN*20, MN*26, MN*27, MN*4, MN*21, MN*22, U65	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
	U1, MN 14	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
B10	MN 107, MN 20, MN 55, MN 7, MN*1, MN*2, MN*3, MN*9	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
C1	MW/U 94, MW/U 71	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
C2	U/P 48	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
C3	U 95	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
C4	MN 61/MW, MN 74	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
C5	MW/U 7, U 76a	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
C6	dogęszczenie zabudowy	Budowa przyłączy i węzłów ciepłowniczych
C7	MN16	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
	MW/MN 3, MW 19a, U61, MW/U 19	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
C8	U/P 7	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
C10	MW/U 46, MW/U 72, U81	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
	Ua 2	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
C11	MN/MW 14, MW/U 12	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
C12	MW 12, MW/U 29, MW/MN 12a	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
	U 119, U 16, U 18, U 2, U 20, U 39, U4, U 73, U 96, Ua 3, U 4, Ua 4	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
C13	MN*31, MN*32, MN/MW 5	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
D1	MW/U 24, MW/U 76a, MW/U 69, U 107, U 117	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
D3	dogęszczenie zabudowy	Budowa przyłączy i węzłów ciepłowniczych
D4	MW 29	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
D5	MW/U 17, MW/U 30a, MW/U* 2, U 30	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
	U/P 54	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
D6	MN 68, U/P 64, U/P 71, U/P 73	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
D7	U/P 53, U/P 66, U/P 69	
D8	MN 104, MN 4, MN/U 18, MN/U 21, MN/U 24, MN/U 27, MN/U 28, MN/U 29, U/P 20, U/P 38, U/P 43, U/P 25, U/P 76, U/P 79, U/P 80, U 111, U 113, U 14, U 22, U 40, U 41, U 80, U 83÷86, U 91, U 94, Ua 18	
D9	MN 105, MN 3, MN 48, MN*6, MN/U 9, MN 102, MN 56a , U/P 42, U 67, U* 9	
D10	MN 67, U 19, U 42, U/P 47, U/Pa	

Jedn. bil.	Oznaczenie obszaru rozwoju	Wymagany rodzaj inwestycji
	MW/U 73, U/P 70, U 87, U/P 49	Obszar zlokalizowany w rejonie oddziaływania systemu ciepłowniczego. Budowa sieci rozdzielczych i przyłączy
E1	dogęszczenie zabudowy	Budowa przyłączy i węzłów ciepłowniczych
E2	dogęszczenie zabudowy	Budowa przyłączy i węzłów ciepłowniczych
E3	MW/U*1, MW/U 10, MW/U 10a, MW/U 81,	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
	U*1	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
E4	U/P 1, U/P 29, U/P 40, U/P 57	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
F1	MN/U 1, MN/U 23, MN/U 30, MN/U 32, MN/U 33, MN/U 8, MW/U 42, MW/U 43, U 115, U/P 17, U/P 27, U/P 28, U/P 50, U/P 51, U/P 72	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
F2	MN/MW 10, MN/MW 9	
ZII	U 11, U 50, MN 95	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
	MN 96, MN 97	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
ZIII	MW/U 3, U*4, U*5, U 27	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
ZIV	MN 85, MN 88, MN/MW*2	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
	US2* 4, MW/U*3	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych
ZV	MN*23, MN/U 15, U/MWa, MW/U*3, U/P 62	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
ZVI	MN 19, MN 24, MN 91, MN/MW 8, MN*17, US1* 11, US1* 21, US1* 14, US1* 19, US1* 6, US1* 9, US2* 6, US1* 15	Poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego
	MN/MW*4, MN/MW*7	Budowa sieci rozdzielczych, przyłączy i węzłów ciepłowniczych

11.3 Wymagane kierunki działań w systemie gazowniczym - bezpieczeństwo zaopatrzenia w gaz

Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców miasta w gaz ziemny to zdolność do zaspokojenia na warunkach rynkowych popytu na gaz pod względem ilościowym i jakościowym po cenie wynikającej z równowagi podaży i popytu.

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,
- ➔ opracowanie i realizacja planów rozwoju sieci gazowej,
- ➔ nadzór nad niezawodnością systemu gazowego,
- ➔ współpraca z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu skoordynowania ich rozwoju,
- ➔ realizacja procedur w warunkach kryzysowych.

Rozbudowa systemu gazowniczego dla zaspokojenia potrzeb odbiorców na terenie miasta Poznania winna być prowadzona w następujących kierunkach:

- ➔ Modernizacja i rozbudowa istniejącego na terenie Poznania systemu gazowego z ukierunkowaniem na rozbudowę sieci średniego ciśnienia i przyłączenie odbiorców wykorzystujących gaz jako paliwo dla pokrycia kompleksowych potrzeb grzewczych (co + cwu),
- ➔ Działania skoordynowane z zamierzeniami potencjalnie pojawiających się znaczących inwestorów w obrębie stref przemysłowych dla ewentualnej rozbudowy lokalnych instalacji kogeneracyjnych,
- ➔ Rozbudowa sieci gazowej dla zapewnienia dostawy gazu ziemnego do planowanych do realizacji przez Veolia Energia Poznań inwestycji, w tym źródła Kopanina zlokalizowanego w południowej części miasta, wymaganego dla zabezpieczenia zasilania w nośnik ciepła miejskiego systemu ciepłowniczego, oraz kotła parowego na terenie EC Karolin.

W tabeli poniżej zestawiono wymagane działania niezbędne dla zaopatrzenia w gaz ziemny odbiorców w obrębie nowej zabudowy mieszkaniowej oraz strefy usług i wytwórczości.

Tabela 11-5 Wymagane inwestycje w zakresie zaopatrzenia nowych obszarów w ciepło z systemu gazowniczego

Jednostka bilansowa	Wymagany rodzaj inwestycji
A1	przyłącza
A2	przyłącza
B1	przyłącza
B2	z istniejącej sieci docel. s/c, przyłącza - zabudowa usługowa
B3	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90/63, sieci DN 125/90/63 oraz DN 63 + przyłącza
B4	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63 + przyłącza
B5	przyłącza
B6	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90/63 oraz DN 63 + przyłącza
B7	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 125/90/63, DN 180/160/125 oraz DN 63 + przyłącza
B8	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63, DN 90/63 + przyłącza
B9	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63, DN 90/63 + przyłącza
B10	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63, DN 90/63 + przyłącza
C1	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90 + przyłącza
C2	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63 + przyłącza
C3	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
C4	przyłącza
C5	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
C6	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
C7	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
C8	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
C9	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
C10	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63 + przyłącza
C11	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
C12	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90 oraz DN 63 + przyłącza
C13	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza

Jednostka bilansowa	Wymagany rodzaj inwestycji
D1	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
D2	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
D3	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
D4	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63 + przyłącza
D5	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63 + przyłącza
D6	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90/63 oraz DN 125 + przyłącza
D7	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63 oraz DN 125/90 + przyłącza
D8	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63, DN 90/63 oraz DN 90 + przyłącza
D9	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 160/125/90, DN 90/63 oraz DN 125/90/63 +przyłącza
D10	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90/63, DN 90 oraz DN 63 + przyłącza
E1	przyłącza
E2	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
E3	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90 + przyłącza
E4	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90 oraz DN 63 + przyłącza
F1	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63 oraz DN 90 + przyłącza
F2	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90/63 oraz DN 160/125/90 + przyłącza
ZI	rozbudowa sieci gazowych s/c + przyłącza
ZII	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90/63 + przyłącza
ZIII	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 63 + przyłącza
ZIV	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90/63 oraz DN 63 + przyłącza
ZV	przyłącza
ZVI	rozbudowa sieci gazowych s/c: DN 90/63 oraz DN 63 + przyłącza

11.4 Wymagane kierunki działań w systemie elektroenergetycznym

Zapewnienie skutecznych dostaw energii elektrycznej przy zwiększeniu poboru mocy szczytowej nie jest możliwe bez adekwatnego rozwoju sieci rozdzielczej, co najmniej w zakresie SN i nN. W załączonej tabeli (11.6) zestawiono wymagane działania w tym zakresie dla poszczególnych obszarów jednostek bilansowych. Należy przy tym zaznaczyć, że zachowanie właściwego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej będzie również wymagać niezbędnych działań inwestycyjnych w zakresie infrastruktury elektroenergetycznej WN, w tym również w zakresie transformacji WN/SN.
Zapewnienie niezawodnej dostawy energii elektrycznej dla odbiorców zlokalizowanych na obszarze miasta Poznania wymagać będzie również stopniowej, adekwatnej do rozwoju zapotrzebowania, rozbudowy systemów SN i WN, docelowo w zakresie przewidzianym w aktualnie obowiązującym „Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Poznania".

Tabela 11-6 Wymagane kierunki działań w zakresie rozbudowy infrastruktury SN i nN

Jednostka bilansowa	Wymagane działania
A1	rozbudowa sieci SN i nN
A2	rozbudowa sieci SN i nN
B1	rozbudowa sieci SN i nN
B2	rozbudowa sieci SN i nN
B3	rozbudowa sieci SN i nN
B4	rozbudowa sieci SN i nN

Jednostka bilansowa	Wymagane działania
B5	rozbudowa sieci SN i nN
B6	rozbudowa sieci SN i nN, budowa GPZ 110 kV
B7	rozbudowa sieci WN, SN i nN
B8	rozbudowa sieci SN i nN, budowa sieci WN i GPZ Morawsko
B9	rozbudowa sieci SN i nN, budowa sieci WN
B10	rozbudowa sieci nN
C1	Budowa GPZ Towarowa, rozbudowa sieci SN i nN, budowa stacji SN/nN
C2	rozbudowa sieci nN i SN
C3	
C4	rozbudowa sieci nN
C5	rozbudowa sieci SN i nN
C6	rozbudowa sieci nN
C7	rozbudowa sieci nN i SN
C8	rozbudowa sieci nN i SN
C9	
C10	rozbudowa sieci SN i nN
C11	rozbudowa sieci nN
C12	rozbudowa sieci SN i nN, budowa stacji SN/nN
C13	rozbudowa sieci SN i nN
D1	rozbudowa sieci SN i nN, budowa sieci WN i GPZ Polanka
D2	
D3	rozbudowa sieci nN
D4	rozbudowa sieci SN i nN
D5	rozbudowa sieci SN i nN
D6	rozbudowa sieci SN i nN, budowa sieci WN
D7	rozbudowa sieci SN i nN, budowa sieci WN
D8	Budowa RS Garaszewo, rozbudowa sieci SN i nN, budowa sieci WN i GPZ Szczepankowo
D9	rozbudowa sieci SN i nN
D10	rozbudowa sieci SN i nN, budowa sieci WN
E1	rozbudowa sieci nN i/lub SN
E2	rozbudowa sieci SN i nN
E3	rozbudowa sieci WN, SN i nN, budowa stacji SN/nN
E4	rozbudowa sieci nN i/lub SN
F1	rozbudowa sieci SN i nN
F2	rozbudowa sieci SN i nN
ZI	
ZII	rozbudowa sieci SN i nN
ZIII	rozbudowa sieci SN i nN
ZIV	rozbudowa sieci SN i nN
ZV	rozbudowa sieci SN i nN
ZVI	rozbudowa sieci nN i/lub SN

Źródło: opracowanie własne wg uzgodnień z ENEA Operator

11.5 Ocena zgodności planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych z założeniami

W ramach analiz zakresu wymaganych działań inwestycyjnych związanych z rozbudową i modernizacją systemów energetycznych działających na terenie Poznania przeprowadzono wstępne uzgodnienia z przedsiębiorstwami energetycznymi w zakresie możliwości zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na nośniki energii dla okresu docelowego, tj. do 2035 roku, z uwzględnieniem wskazania zasilania nowych obszarów rozwoju miasta.

Poniżej zaprezentowano stanowiska przedsiębiorstw energetycznych wraz z komentarzem. Kopie uzgodnień z przedsiębiorstwami przedstawiono w załączniku 4 do opracowania.

11.5.1 Veolia Energia Poznań S.A.

Stanowisko przedsiębiorstwa w sprawie możliwości zaopatrzenia w ciepło systemowe nowych obszarów rozwoju zostało przekazane dn. 12.10.2018 r., gdzie wskazany został sposób zakwalifikowania do zaopatrzenia w ciepło systemowe obszarów zlokalizowanych w obrębie określonego przez Veolię Energia Poznań zasięgu oddziaływania systemu ciepłowniczego. Stopnie kwalifikacji określone zostały jako:
3 – Teren uzbrojony w zasięgu miejskiej sieci ciepłowniczej,
2 – Teren częściowo uzbrojony, będący w zasięgu msc , doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju Veolia Energia Poznań,
1 – Teren częściowo uzbrojony, będący w zasięgu msc, doprowadzenie energii do obszaru nie ujęte w najbliższych planach rozwoju Veolia Energia Poznań,
0 – Teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju Veolia Energia Poznań S.A. nie jest możliwe.

11.5.2 Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu

Zgodnie z przekazanymi w dn. 12.10.2018 r. przez PSG kwalifikacjami obszarów rozwoju spółka oferuje możliwość zaopatrzenia w gaz sieciowy, kwalifikując znaczną część wytypowanych obszarów jako terenów, których uzbrojenie w sieć gazową pozwoli na przyłączenie nowych odbiorców przez wykonanie przyłącza gazowego do istniejącej sieci gazowej.

11.5.3 ENEA Operator Sp. z o.o.

Zgodnie z przekazanymi przez ENEA Operator Sp. z o.o. kwalifikacjami obszarów rozwoju (pismo znak WEO18E220286 EO/DR/RT/340/NF z dn. 12.10.2018 r. wraz z załącznikami), Operator Systemu Dystrybucyjnego oferuje możliwość zaopatrzenia w energię elektryczną wszystkich z wytypowanych obszarów, określając je jako tereny możliwe do zaopatrzenia w energię elektryczną: uzbrojone, nie wymagające inwestycji po stronie rozwoju sieci (3) lub (2) – nie uzbrojone, dla których doprowadzenie energii ujęte jest w planach rozwoju ENEA Operator Sp. z o.o., wskazując zakres wymaganych inwestycji, do których należą: budowa sieci nn, SN, stacji SN/nn oraz w jednostce C1, dla obszaru „wolne tory" budowa GPZ Towarowa, w jednostce D8 dla strefy przemysłowej budowa RS Garaszewo, w jedn. D1 – GPZ Polanka, w jedn. B8 GPZ Morawsko oraz GPZ 110 kV w jedn. B6.

11.5.4 PKP Energetyka

PKP Energetyka w ramach niniejszej edycji Aktualizacji Założeń… przekazała uzgodnienia dotyczące możliwości przyłączenia nowych odbiorców do sieci elektroenergetycznej w piśmie znak ERD7k-074/1/2018 z dn. 13.11.2018 r., gdzie wskazuje na gotowość przy-

łączenia nowych odbiorców w obrębie posiadanych linii elektroenergetycznych i stacji trafo SN 15 kV zasilanych z GPZ przez dostawców zewnętrznych.

Do obszarów, w rejonie których odbiorcy mogliby być zasilani przez PKP Energetyka należą:

- w rejonie stacji kolejowej Poznań Główny, jedn. bil. C1 – obszary MW/ 71 i MW/U 94,
- w rejonie stacji kolejowej Poznań Franowo, na terenach jedn. bil. D8, D9 i D10 obszary: U/P 47, U/P 49, U 42, U 87, U/P 70, U/P 42, U*9, MN 102, U/P 79, U 86, U 85, U 14.

Ze względu na ograniczenia mocy od dostawców zewnętrznych, PKP Energetyka uzależniła możliwość przyłączenia od wielkości mocy wnioskowanej przez potencjalnego klienta.

12. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych. Możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej

Działania racjonalizujące użytkowanie energii można podzielić, ze względu na miejsce ich realizacji, na:

- ➔ działania w poszczególnych systemach energetycznych zaopatrujących miasto,
- ➔ działania związane z produkcją, przesyłem i konsumpcją energii.

Istotnym kryterium jest również podział na działania inwestycyjne i edukacyjne.

Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie nośników energii na obszarze miasta mają szczególnie na celu:

- ➔ ograniczenie zużycia energii pierwotnej wydatkowanej na zapewnienie komfortu funkcjonowania miasta i jego mieszkańców,
- ➔ dążenie do jak najmniejszych opłat dla odbiorców energii przy jednoczesnym spełnieniu warunku samofinansowania się sektora paliwowo-energetycznego,
- ➔ minimalizację szkodliwych dla środowiska skutków funkcjonowania sektora paliwowo-energetycznego na obszarze miasta,
- ➔ wzmocnienie bezpieczeństwa i pewności zasilania w zakresie dostaw ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych.

Końcowym efektem przedsięwzięć racjonalizujących zużycie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oraz stosowania środków poprawy efektywności energetycznej jest przede wszystkim oszczędność energii, rozumiana jako ilość zaoszczędzonej energii, ustalona poprzez pomiar lub oszacowanie zużycia przed i po wdrożeniu jednego lub kilku środków poprawy efektywności energetycznej. Dodatkowym efektem tych działań jest obniżenie emisji gazów cieplarnianych, w tym CO2, oraz pozostałych zanieczyszczeń gazowych i pyłowych wprowadzanych do powietrza.

12.1 Racjonalizacja użytkowania energii oraz poprawa efektywności energetycznej w obowiązujących aktach prawnych

Uwarunkowania prawne na poziomie Unii Europejskiej

Racjonalizacja użytkowania energii przez odbiorców końcowych winna przyczynić się bezpośrednio do minimalizowania zużycia energii i paliw pierwotnych, a więc do redukcji emisji CO_2 oraz innych gazów cieplarnianych, a co za tym idzie – do zapobieżenia zmianom klimatu.

Unia Europejska (UE) konsekwentnie zachęca wszystkie kraje członkowskie do podejmowania wzmożonych działań w ramach racjonalizacji użytkowania energii, zgodnie ze zróżnicowanymi zobowiązaniami i możliwościami. Rada Europejska (RE) podkreśliła, że UE zaangażowana jest w przekształcanie gospodarki europejskiej w gospodarkę o zracjonali-

zowanym wykorzystaniu energii i niskim poziomie emisji gazów cieplarnianych i podejmuje stanowcze, niezależne zobowiązania w tym zakresie. Pierwszym krokiem było przyjęcie w 1993 r. Dyrektywy 93/76/WE ws. ograniczenia emisji CO_2 poprzez poprawę charakterystyki energetycznej budynków. Zagadnienie rozszerzono w dyrektywie 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5.04.2006 r. ws. efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EWG, zmienioną następnie przez rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1137/2008 z 22.10.2008 r. Jej celem było osiągnięcie ekonomicznie opłacalnej poprawy efektywności końcowego wykorzystania energii poprzez określenie celów orientacyjnych oraz stworzenie mechanizmów, zachęt i ram instytucjonalnych, finansowych i prawnych, niezbędnych do usunięcia istniejących barier rynkowych i niedoskonałości rynku utrudniających efektywne końcowe wykorzystanie energii i stworzenie warunków do rozwoju i promowania rynku usług energetycznych oraz celem dostarczania odbiorcom końcowym innych środków poprawy efektywności energetycznej. W dokumencie tym ustalono, że państwa członkowskie będą dążyć do osiągnięcia krajowych celów indykatywnych w zakresie oszczędności energii w wysokości 9% w dziewiątym roku stosowania dyrektywy oraz podejmą efektywne kosztowo, wykonalne i rozsądne środki służące osiągnięciu tego celu. Państwa członkowskie zostały ponadto zobowiązane do:

- opracowania programów w zakresie poprawy efektywności energetycznej,
- ustanowienia odpowiednich warunków i bodźców dla podmiotów rynkowych do podniesienia poziomu informacji i doradztwa dla odbiorców końcowych na temat efektywności końcowego wykorzystania energii,
- podjęcia wzmożonych wysiłków na rzecz promowania efektywności końcowego wykorzystania energii,
- zapewnienia szerokiej dostępności dla uczestników rynku informacji o mechanizmach służących efektywności energetycznej oraz ramach finansowych i prawnych przyjętych w celu osiągnięcia krajowego celu orientacyjnego w zakresie oszczędności energii.

Pod koniec 2012 roku weszła w życie nowa Dyrektywa 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, której wdrożenie w państwach członkowskich Unii wymagane było w terminie do 5.06.2014 r. Nowa Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do ustanowienia orientacyjnych krajowych wartości docelowych w zakresie efektywności energetycznej, mających zapewnić osiągnięcie przez UE głównego celu zakładającego ograniczenie zużycia energii o 20% do roku 2020. W związku z tym Dyrektywa wprowadza również zestaw wiążących środków mających ułatwić państwom członkowskim osiągnięcie tego celu, w tym m.in. – obowiązek modernizacji budynków administracji publicznej, lepsze gospodarowanie energią przez jej dystrybutorów i dostawców oraz obowiązkowe audyty energetyczne dla dużych firm. Dyrektywa zawiera również zapisy umożliwiające stworzenie programów finansowania działań na rzecz zwiększania efektywności energetycznej. Inne normy efektywności energetycznej w odniesieniu do produktów i budynków zostały ustanowione przez dyrektywę w sprawie ekoprojektu (2009/125/WE), dyrektywę w sprawie etykietowania energetycznego (2010/30/UE) oraz dyrektywę w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (2010/31/UE).

W opublikowanym w 2014 r. komunikacie w sprawie efektywności energetycznej (COM(2014)0520) Komisja stwierdziła, że potrzebne są dodatkowe wysiłki ze strony państw członkowskich, gdyż z przeprowadzonych analiz wynika, że do 2020 r. UE będzie w stanie osiągnąć oszczędności energii jedynie na poziomie około 18-19%. Z kolei w sprawozdaniu dotyczącym oceny postępów we wdrażaniu dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (COM(2015)0574) opublikowanym w dniu 18 listopada 2015 r. Komisja stwierdza, że państwa członkowskie są na drodze osiągnięcia do 2020 r. zaledwie 17,6% oszczędności energii pierwotnej. W konsekwencji tych ustaleń w komunikacie pt. „Stan unii energetycznej w 2015 r." (COM(2015)0572) Komisja ogłosiła przegląd dyrektyw dotyczących efektywności energetycznej.

W dniu 30 listopada 2016 r. Komisja przedstawiła pakiet wniosków ustawodawczych „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" (COM(2016)0860; zwany także „Pakietem zimowym") 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.

Efektem 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 ta wskazuje działania niezbędne do osiągnięcia celów pakietu klimatycznego. W Dyrektywie tej zapisano 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 niezmienne 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 renowacje obiektów, które są szczególnie ważne pod kątem osiągnięcia nadrzędnego celu, ale również ustanowienie efektyw-

nych 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.

Strategie zgłoszone przez poszczególne kraje członkowskie będą w kolejnych latach oceniane pod kątem ich realizacji, a najlepsze praktyki zastosowane w poszczególnych krajach, będą gromadzone i rozpowszechniane wśród co najmniej organów publicznych, tak aby poszczególne kraje mogły korzystać z wiedzy i pomysłów przynoszących najlepsze efekty w innych krajach.

Kolejnym nowym zagadnieniem wprowadzonym 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, który ma informować użytkowników końcowych o możliwości dostosowania budynku lub części budynku do współdziałania z inteligentnymi sieciami. Wskaźnik ten nazwano: Smart Readiness Indicator (SRI) i przetłumaczono jako wskaźnik „gotowości budynku". Ponieważ wskaźnik ten nie był dotychczas nigdzie stosowany Dyrektywa wskazuje, że do dnia 31 grudnia 2019 roku Komisja uzupełni ww. dyrektywę o ustanowienie opcjonalnego wspólnego programu Unii w zakresie oceny gotowości budynków do obsługi inteligentnych sieci. Wskaźnik SRI będzie opisywał zdolności budynku lub modułu budynku do dostosowania jego funkcjonowania do potrzeb użytkownika i sieci oraz do poprawy jego efektywności energetycznej i ogólnej charakterystyki. Wskaźnik ten 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.

Omawiana Dyrektywa wprowadza także zapisy wskazujące na konieczność wzmocnienia rangi świadectw charakterystyki energetycznej, aby zapewnić dobrą jakość tych świadectw. Jednocześnie proponuje się, opcjonalnie do rozpatrzenia przez kraje członkowskie możliwość wprowadzenia bazy danych dotyczącej obiektów, zastosowanych w nich rozwiązań i ich charakterystyki energetycznej, która mogłaby posłużyć do przeprowadzania

kontroli zgodności i opracowywania danych statystycznych dotyczących regionalnych lub krajowych zasobów budowlanych.

Dyrektywa dopuszcza również utworzenie dodatkowych dokumentów – na przykład paszportu renowacji budynku, który byłby uzupełnieniem świadectwa charakterystyki energetycznej i służyłby jako długoterminowy plan etapowej renowacji konkretnego budynku na podstawie kryteriów jakościowych i audytu energetycznego, przedstawiający odpowiednie środki i renowacje, które mogą przyczynić się do poprawy charakterystyki energetycznej.

W ww. Dyrektywie szczegółowo opisano metodologię określania charakterystyki energetycznej poprzez wprowadzenie następujących zasad:

- *„Charakterystykę energetyczną budynku określa się na podstawie obliczonej lub faktycznie zużytej ilości energii i odzwierciedla ona typowe zużycie energii do ogrzewania i chłodzenia pomieszczeń, ciepłej wody użytkowej, wentylacji, wbudowanego oświetlenia oraz innych systemów technicznych budynku. Charakterystykę energetyczną budynku wyraża się za pomocą liczbowego wskaźnika zużycia energii pierwotnej wyrażanego w kWh/(m^2/rok) na potrzeby zarówno świadectw charakterystyki energetycznej, jak i zgodności z minimalnymi wymaganiami dotyczącymi charakterystyki energetycznej. (…) Podstawę obliczenia energii pierwotnej stanowią wskaźniki energii pierwotnej lub współczynniki ważenia dla poszczególnych nośników energii, które mogą opierać się na krajowych, regionalnych lub lokalnych rocznych, i ewentualnie także sezonowych lub miesięcznych, średnich ważonych lub na bardziej szczegółowych informacjach udostępnianych przez poszczególne systemy lokalne;*
- *wskaźniki energii pierwotnej lub współczynniki ważenia są określane przez państwa członkowskie. Stosując te współczynniki do obliczania charakterystyki energetycznej, państwa członkowskie zapewniają osiągnięcie optymalnego poziomu charakterystyki energetycznej przegród zewnętrznych budynku;*
- *obliczając wskaźniki energii pierwotnej do celów obliczania charakterystyki energetycznej budynków, państwa członkowskie mogą wziąć pod uwagę energię ze źródeł odnawialnych dostarczaną za pomocą nośnika energii oraz wytwarzaną i zużywaną na miejscu;*
- *w celu wyrażenia charakterystyki energetycznej budynku, państwa członkowskie mogą określić dodatkowe liczbowe wskaźniki całkowitego zużycia energii pierwotnej ze źródeł nieodnawialnych i odnawialnych oraz wytwarzanych emisji gazów cieplarnianych”.*

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 Dyrektywnie 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.
Dyrektywa ustanawia, iż Państwa członkowskie UE mają 20 miesięcy na dostosowanie swoich regulacji do jej wymogów. Termin ten mija więc z początkiem marca 2020 roku.

Uwarunkowania prawne na poziomie krajowym

W przyjętej przez Radę Ministrów RP w dniu 10.11.2009 r. **Polityce energetycznej Polski do 2030 roku** poświęcono cały rozdział kwestiom związanym z poprawą efektywności energetycznej, stwierdzając że kwestia efektywności energetycznej jest traktowana w polityce energetycznej w sposób priorytetowy, a postęp w tej dziedzinie, dla realizacji wszystkich jej celów, będzie kluczowy. Jako główne cele polityki energetycznej w tym obszarze w przedmiotowym dokumencie wymieniono: dążenie do utrzymania zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną oraz konsekwentne zmniejszanie energochłonności polskiej gospodarki do poziomu UE-15.

Do poprawy efektywności energetycznej prowadzić mają następujące działania:
- ➔ Ustalanie narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej,
- ➔ Wprowadzenie systemowego mechanizmu wsparcia dla działań służących realizacji narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej,
- ➔ Stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW oraz odpowiednią politykę gmin,
- ➔ Stosowanie obowiązkowych świadectw charakterystyki energetycznej dla budynków oraz mieszkań przy wprowadzaniu ich do obrotu oraz wynajmu,
- ➔ Oznaczenie energochłonności urządzeń i produktów zużywających energię oraz wprowadzenie minimalnych standardów dla produktów zużywających energię,
- ➔ Zobowiązanie sektora publicznego do pełnienia wzorcowej roli w oszczędnym gospodarowaniu energią,
- ➔ Wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii przy zastosowaniu kredytów preferencyjnych oraz dotacji ze środków krajowych i europejskich, w tym w ramach ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów, Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, regionalnych programów operacyjnych, środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,
- ➔ Wspieranie prac naukowo-badawczych w zakresie nowych rozwiązań i technologii zmniejszających zużycie energii we wszystkich kierunkach jej przetwarzania oraz użytkowania,
- ➔ Zastosowanie technik zarządzania popytem, stymulowane między innymi poprzez zróżnicowanie dobowe stawek opłat dystrybucyjnych oraz cen energii elektrycznej w oparciu o ceny referencyjne, będące wynikiem wprowadzenia rynku dnia bieżącego oraz przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi,
- ➔ Kampanie informacyjne i edukacyjne, promujące racjonalne wykorzystanie energii.

Osiągnięcie celów „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku" wymaga świadomych przedsięwzięć wielu organów administracji rządowej i lokalnej, a także przedsiębiorstw funkcjonujących w sektorze paliwowo-energetycznym. Niezwykle istotnym elementem wspomagania realizacji polityki energetycznej jest aktywne włączanie się władz regionalnych w realizację jej celów, w tym poprzez przygotowywane strategie rozwoju energetyki – na szczeblu wojewódzkim, powiatowym lub gminnym.

Niezmiernie ważne jest, by energetyka nie była pomijana w procesach określania przez samorządy priorytetów inwestycyjnych. Co więcej – należy dążyć do korelacji planów inwestycyjnych gmin i przedsiębiorstw energetycznych. Obecnie potrzeba planowania energetycznego jest tym istotniejsza, że najbliższe lata stawiają przed gminami naszego kraju ogromne wyzwania, w tym m.in. w zakresie sprostania wymogom ochrony środowiska czy wykorzystania funduszy unijnych na rozwój regionu. Wiąże się z tym konieczność poprawy stanu infrastruktury energetycznej w celu zapewnienia wyższego poziomu usług dla lokalnej społeczności, przyciągnięcia inwestorów oraz podniesienia konkurencyjności i atrakcyjności regionu. Skuteczne planowanie energetyczne jest jednym z zasadniczych warunków powodzenia realizacji polityki energetycznej kraju. Najważniejszymi elementami polityki energetycznej, realizowanymi na szczeblu regionalnym i lokalnym, winny być m.in.: rozwój scentralizowanych lokalnie systemów ciepłowniczych (umożliwiający osiągnięcie poprawy efektywności i parametrów ekologicznych procesu zaopatrzenia w ciepło) oraz dążenie do oszczędności paliw i energii w sektorze publicznym poprzez realizację działań określonych w **Krajowym Planie Działań na rzecz efektywności energetycznej (KPD EE)**.

Pierwszy KPD EE przyjęty został przez Komitet Europejski Rady Ministrów w 2007 roku i stanowił realizację zapisu art. 14 ust. 2 Dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych. Drugi „Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2011" przyjęty został przez Radę Ministrów w dniu 17.04.2011 r. a trzeci KPD EE – przyjęty został w dniu 20.10.2014 r. Trzeci KPD EE był jednocześnie pierwszym dokumentem sporządzonym na podstawie dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.

Aktualnie obowiązuje czwarty „Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017" przyjęty przez RM w dniu 23.01.2018 r. Czwarty KPD EE określił krajowe cele w zakresie efektywności energetycznej na 2020 rok jako: ograniczenie zużycia energii pierwotnej w latach 2010÷2020 na poziomie 13,6 Mtoe, bezwzględne zużycie energii finalnej w 2020 r. na poziomie 70,4 Mtoe oraz bezwzględne zużycie energii pierwotnej w 2020 r. na poziomie 96,4 Mtoe. Jednocześnie KPD EE 2017 zawiera ostateczne rozliczenie celu w zakresie oszczędności energii finalnej na 2016 r.: cel wymagany 9% (tj. 4,59 Mtoe), szacowane oszczędności energii finalnej: 20% (tj. 10,20 Mtoe). Z rozliczenia wynika, że Polska zrealizowała z nadwyżką krajowy cel dotyczący oszczędnego gospodarowania energią, rozumiany jako

osiągnięcie w 2016 r. oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii z lat 2001-2005.

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;
- Fundusz Termomodernizacji umożliwiający prowadzenie przedsięwzięć termomodernizacyjnych 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 rządowej 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;
- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko oraz Regionalne Programy Operacyjne umożliwiające wsparcie finansowe działań dotyczących obniżenia energochłonności sektora publicznego.

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);
- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko oraz Regionalne Programy Operacyjne umożliwiające wsparcie finansowe działań dotyczących wysokosprawnego wytwarzania energii oraz zmniejszenia strat w dystrybucji energii.

W KPD EE przewidziano również następujące środki służące poprawie efektywności energetycznej w sektorze transportu:

- wprowadzenie systemów zarządzania ruchem i infrastrukturą transportową z wykorzystaniem działań mających na celu wzrost efektywności energetycznej:
  - ✓ niskoemisyjny transport miejski;
  - ✓ wdrażanie Inteligentnych Systemów Transportowych;
  - ✓ wdrażanie systemu roweru miejskiego;
  - ✓ modernizacja, rozbudowa infrastruktury transportowej (w tym również – budowa stacji ładowania pojazdów elektrycznych);
- promowanie systemów transportu zrównoważonego oraz efektywnego wykorzystania paliw w transporcie poprzez działania promujące wprowadzenie energooszczędnych środków transportu oraz ekologicznego sposobu jazdy.

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);
- programy wsparcia inwestycji dotyczących budowy nowych jednostek wysokosprawnej kogeneracji oraz modernizacji sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych, wdrażane w ramach POIiŚ (w tym również – działania zmierzające do uzyskania przez system ciepłowniczy statusu systemu efektywnego energetycznie).

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 efektywności energetycznej (opisana szczegółowo w kolejnym rozdziale).

Uwarunkowania prawne na poziomie regionalnym

Zaktualizowana Strategia Rozwoju Województwa Wielkopolskiego „Wielkopolska 2020" uchwalona przez Sejmik Województwa Wielkopolskiego uchwałą nr XXIX/559/12 w dniu 17 grudnia 2012 roku określa celem generalnym strategii „Efektywne wykorzystanie potencjałów rozwojowych na rzecz wzrostu konkurencyjności województwa służące poprawie jakości życia mieszkańców w warunkach zrównoważonego rozwoju", a do celów strategicznych zalicza m.in.:

➔ Poprawę stanu środowiska i racjonalne gospodarowanie jego zasobami – Cel strategiczny 2 obejmujący takie kierunki działań jak:
- eliminacja emisji niskiej,
- modernizacja układów technologicznych ciepłowni i elektrociepłowni, a także indywidualnych źródeł ciepła, przez m.in. instalowanie urządzeń do redukcji zanieczyszczeń powietrza oraz stosowanie paliw niskoemisyjnych.
- centralizacja systemów grzewczych,
- promocja niskoemisyjnych form transportu.

➔ Lepsze zarządzanie energią – Cel strategiczny 3.

Do realizacji Celu strategicznego nr 3 dokument wyznacza następujące cele operacyjne:
- 3.1. Optymalizacja gospodarowania energią,
- 3.2. Rozwój produkcji i wykorzystanie alternatywnych źródeł energii,
- 3.3. Poprawa bezpieczeństwa energetycznego regionu, w tym m.in.: zapewnienie nieprzerwanej produkcji i dostaw energii zaspokajającej potrzeby regionu, rozbudowa sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego; wsparcie inwestycji zapewniających bezpieczeństwo energetyczne i rozwój regionu, w tym rozbudowa sieci przesyłowych.

Szczególnie istotny z punktu widzenia treści niniejszego rozdziału jest Cel operacyjny 3.1., do realizacji którego omawiana strategia wyznacza przede wszystkim następujące kierunki działania:
- rozwój wysokosprawnej kogeneracji,
- modernizacja sieci przesyłowych,
- obniżanie energochłonności,
- termomodernizacja istniejących budynków oraz promocja energooszczędności w budownictwie,
- rozwój scentralizowanych lokalnie systemów ciepłowniczych,
- wspieranie edukacji ekologicznej w zakresie produkcji różnego rodzaju energii,

- promocja efektywności energetycznej, w tym promocja urządzeń i technologii energooszczędnych,
- poprawa efektywności energetyki konwencjonalnej, w tym opartej na węglu brunatnym.

Strategia zwraca również uwagę na fakt, że mimo spadku udziału produkcji energii w PKB, Wielkopolska, podobnie jak cały kraj, jest regionem mało efektywnym w aspekcie zużycia energii i, że szczególnie wiele do zrobienia jest w sektorze komunalnym, w tym w gospodarstwach domowych.

Dnia 17 grudnia 2012 r. Sejmik Województwa Wielkopolskiego uchwałą nr XXIX/576/12 przyjął **Strategię wzrostu efektywności energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii w Wielkopolsce na lata 2012-2020**. Celem Strategii jest nakreślenie kierunków działań, w których polityka regionalna może najskuteczniej przyczynić się do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym województwa oraz wzrostu efektywności energetycznej.
Celem głównym wyznaczonym przez „Strategię…" jest osiągnięcie przez Wielkopolskę w 2020 roku 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii finalnej i co najmniej 20% wzrostu efektywności energetycznej w odniesieniu do roku 1990, przy zachowaniu zasad zrównoważonego rozwoju oraz dążenie do osiągnięcia pozycji lidera innowacji i wdrożeń technologii z zakresu odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej.
Określono następujące cele szczegółowe służące realizacji celu głównego:

- ➔ Wdrożenie minimum 10 autorskich technologii z zakresu OZE i EE przez przedsiębiorstwa wielkopolskie;
- ➔ Utworzenie na terenie województwa centrum innowacji eko-energetycznych oraz realizacja zadań przez tę jednostkę na potrzeby podmiotów z obszaru Wielkopolski;
- ➔ Zainstalowanie co najmniej 500 MW_{el} w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii, z tego 150 MW w instalacjach wysokosprawnej kogeneracji;
- ➔ Zmiana nawyków konsumenckich związanych z pozyskiwaniem energii z odnawialnych źródeł oraz oszczędzaniem energii;
- ➔ Redukcja emisji gazów cieplarnianych;
- ➔ Wzrost efektywności energetycznej regionu o 20% do roku 2020;
- ➔ Budowa inteligentnych sieci (lub zmodernizowanie do tego standardu odpowiedniej długości linii) oraz montaż inteligentnego opomiarowania;
- ➔ Wyposażenie dedykowanej jednostki w narzędzia umożliwiające przygotowanie i wdrażanie regionalnych systemów wsparcia w okresie realizacji Strategii;
- ➔ Wsparcie w zakresie OZE i EE do 2020 r. co najmniej 200 inwestycji samorządowych, 150 inwestycji podmiotów gospodarczych, a także 800 inwestycji osób fizycznych.

W „Strategii…" określono obiektywnie mierzalne wskaźniki realizacji powyższych celów oraz źródła ich weryfikacji.

12.2 Możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w mieście

12.2.1 Działania wynikające z ustawy o efektywności energetycznej

W dniu 20 maja 2016 r. Sejm przyjął nową ***ustawę o efektywności energetycznej*** (Dz.U. 2016 poz. 831 ze zm.). 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. umowa, której przedmiotem jest 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 r., poz. 966);
5. wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS.

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.

W celu poprawy charakterystyki energetycznej budynków stanowiących własność instytucji rządowych, ustawa nakłada na organy władzy publicznej obowiązek nabywania efektywnych energetycznie produktów lub budynków lub zlecania wykonania usług albo wynajmowania efektywnych energetycznie budynków lub ich części, albo, w użytkowanych budynkach należących do Skarbu Państwa poddawanych przebudowie zapewnienia wypełnienia zaleceń, o których mowa w ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (tekst jednolity Dz.U. 2017 r., poz. 1498 ze zm.).

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 przesyle i dystrybucji.

Dla wymienionych powyżej trzech kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej są przeprowadzane przetargi na tzw. białe certyfikaty przez Prezesa URE.

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 nie uzyskają 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%;

- ➔ dopuszczona została możliwość realizacji obowiązku nałożonego na podmioty zobowiązane, w zakresie: 20% tego obowiązku w 2017 r. i 10% tego obowiązku w 2018 r., poprzez uiszczanie opłaty zastępczej;
- ➔ 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.

12.2.2 Działania efektywnościowe realizowane przez Miasto

Większość możliwych działań związanych z poprawą efektywności energetycznej oraz racjonalizowaniem użytkowania energii (np. termomodernizacja budynków), wymaga w skali miasta dużych nakładów. Możliwości realizacji tych przedsięwzięć zwiększają się w przypadku wykorzystania do ich finansowania różnego rodzaju środków zewnętrznych. Najskuteczniejszą formułę zmaksymalizowania udziału tych środków w finansowaniu zadań z zakresu racjonalizacji układu zaopatrzenia w energię, może stanowić ujęcie różnych zadań w formułę globalnego, na skalę lokalną, przedsięwzięcia. Przygotowanie takiego przedsięwzięcia musi odbywać się poprzez jego ujęcie w dokumentach strategicznych i wdrożeniowych zintegrowanego systemu planowania lokalnego. Takie przygotowanie przedsięwzięcia i umocowanie go w randze uchwały rady samorządu daje bardziej wiarogodny obraz woli Miasta w procesie planowania kompleksowego.
Zaplanowanie i organizacja kompleksowego przedsięwzięcia obejmującego modernizację systemu zaopatrzenia miasta w energię cieplną pod kątem poprawy standardów ekologicznych może przykładowo obejmować następujące grupy zagadnień:

- termomodernizacja i modernizacja układów ogrzewania obiektów miejskich;
- termomodernizacja i wspomaganie termomodernizacji budynków mieszkaniowych wspólnot, spółdzielni i właścicieli prywatnych.

Przygotowanie kompleksowego przedsięwzięcia mającego proekologiczny charakter, stanowiąc podstawę do pozyskania preferencyjnego finansowania, również dla podmiotów, które w innej formule nie mają szansy na dofinansowanie na tak korzystnych warunkach, zwiększa możliwość realizacji omawianych działań.

Miasto Poznań stosuje wszystkie wymienione w ustawie o efektywności energetycznej środki jej poprawy. Niektóre z prowadzonych działań ukierunkowują jego uwagę na kolejne, wynikające z realizacji bieżących, możliwości poprawy efektywności energetycznej – m.in. sporządzane audyty energetyczne budynków wymuszają np. przedsięwzięcie w nich konkretnych działań termomodernizacyjnych.

Na terenie miasta przeprowadzono już szereg działań prowadzących do poprawy efektywności energetycznej. Poniżej przedstawiono podjęte działania w ramach ww. środków:

➔ Umowy służące poprawie efektywności energetycznej – w latach 2011÷2015 zawarto następujące umowy, których przedmiotem była/jest realizacja i finansowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej:
  - Umowa Poznańskiego Ośrodka Specjalistycznych Usług Medycznych obejmująca:
  - ✓ wdrożenie systemu zarządzania energią,
  - ✓ wykonanie termomodernizacji budynków POSUM,
  - ✓ wykonanie instalacji z odnawialnych źródeł energii: panele solarne i pompa ciepła (wymiennik gruntowy),
  - Umowa na realizację Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych (ITPOK),
  - Umowa na optymalizację zużycia energii – monitorowanie i regulacja parametrów pracy urządzeń i automatyki w 4 budynkach Urzędu Miasta Poznania, tj. przy pl. Kolegiackim 17 i ul.: Libelta 16/20, Matejki 50 i Gronowej 22,
  - Umowa na realizację monitoringu systemu grzewczego w budynku Urzędu Miasta Poznania przy ul. Słowackiego 22,
  - Umowa na wdrożenie i utrzymanie Systemu Zarządzania Energią – baza danych zużycia i kosztów energii w ok. 300 jednostkach Miasta;

➔ Nabycie nowych urządzeń, instalacji lub pojazdów – w latach 2011÷2015 na terenie miasta Poznania zrealizowano m.in. następujące przedsięwzięcia:
  - zakup tramwajów typu MF02 Moderus Beta charakteryzujących się wyższą w stosunku do dotychczasowych rozwiązań efektywnością użytkowania energii z uwagi na zastosowanie układów napędowych prądu przemiennego z możliwością rekuperacji energii hamowania - łącznie w latach 2014÷2015 - 6 wagonów,
  - zakup nowoczesnych tramwajów wyposażonych m.in. w układy hamowania odzyskowego oraz układy oszczędzające energię – łącznie 63 wagony,
  - zakup nowoczesnych autobusów wyposażonych w napęd bardziej efektywny energetycznie i ekologicznie – łącznie 100 pojazdów,
  - zakup urządzeń do kompensacji mocy biernej – dla budynków: Urzędu Miasta Poznania przy ul.: 3 Maja 46 i Libelta 16/20), Pływalni Atlantis i POSiR (Malta i Chwiałka) oraz dla stacji prostownikowych MPK (Rataje, Rondo Kaponiera i Żegrze),
  - zakup nowego sprzętu komputerowego i RTV (o niższym, zużyciu energii elektrycznej) dla ZTM, MPK, POSiR oraz Pływalni ATLANTIS;

➔ Wymiana lub modernizacja urządzeń, instalacji lub pojazdów – w latach 2011÷2015 na terenie miasta zrealizowano m.in. następujące przedsięwzięcia:
  - w placówkach oświatowych – m.in.: wymianę i/lub modernizację instalacji ogrzewania (np.: wymiana lub remont kotła centralnego ogrzewania), zainstalowanie węzła cieplnego w miejsce kotłowni, remont instalacji c.o. oraz c.w.u., wymianę grzejników i montaż termozaworów na instalacji c.o., wykonano:

- w 2011 r. – Przedszkola nr 29, 78, 116 i 163, Szkoły Podstawowe nr 65, 68 i 85, Gimnazjum nr 15 oraz Zespół Szkół Przemysłu Spożywczego,
- w 2012 r. – Przedszkola nr 22, 58, 69, 98, 117, 184 i 189, Szkoły Podstawowe nr 29 i 65, Gimnazjum nr 11 i 33 oraz Liceum Ogólnokształcące nr 1 i 3 oraz Liceum Ogólnokształcące Św. Marii Magdaleny,
  - w 2013 r. – Przedszkola nr 42, 45, 117 i 189, Szkoły Podstawowe nr 53, 59 i 61, Gimnazjum nr 11, Liceum Ogólnokształcące nr 3, Liceum Ogólnokształcące Św. Marii Magdaleny oraz Poznańska Szkoła Chóralna;
  - w latach 2014÷2015:

✓ modernizacja kotłowni z wymianą kotła gazowego: Przedszkola nr: 47, 67, 112, 188; Szkoła Podstawowa nr 28; IV Liceum Ogólnokształcące,

✓ częściowa wymiana instalacji c.o.: Przedszkola nr: 6, 42, 43, 110, 124, 129, 163, 189, Zespół Szkół nr 2, Szkoły Podstawowe nr: 3, 51, 82, V Liceum Ogólnokształcące, Zespół Szkół Gimnazjalno-Zawodowych nr 42, Zespół Szkół Handlowych, Zespół Szkół Gimnazjalno-Licealnych,

✓ podłączenie do msc: Szkoła Podstawowa nr 5, V, VII, XII Liceum Ogólnokształcące,

– wymiana i modernizacja instalacji ogrzewania w budynkach Urzędu Miasta przy pl. Kolegiackim 17 (wymiana pompy c.o.) i ul. Gronowej 22 (wymiana węzła cieplnego),

– wymiana i modernizacja instalacji ogrzewania w budynku Zarządu Komunalnych Zasobów Lokalowych – wymiana kotła gazowego w budynku NZOZ przy ul. Zakopiańskiej,

– wymiana i modernizacja instalacji ogrzewania w obiektach Wydziału Zdrowia i Spraw Społecznych – wymiana 3 kotłów gazowych na wymiennik miejskiej sieci ciepłowniczej w Domu Pomocy Społecznej przy ul. Bukowskiej 27/29 oraz wymiana kotłów gazowych na nowe w DPS przy ul. Konopnickiej 17,

– modernizacja instalacji oświetleniowej – przed 2010 r. wszystkie rtęciowe oprawy oświetlenia ulicznego zastąpiono sodowymi, w 2011 r. częściowo wymieniono źródła światła na LED-owe oraz m.in. lokalnie zastosowano reduktory napięcia, pozwalające redukować natężenie światła w godzinach nocnych z jednoczesną redukcją zużycia energii elektrycznej;

– modernizacja sieci trakcyjnej i taboru tramwajowego w latach 2014÷2015:

✓ wymieniana linii kablowej SN 15k V w celu poprawy stanu jej izolacji i zmniejszenia strat w przesyle energii elektrycznej,

✓ remont kilku odcinków sieci trakcyjnej, w tym odcinek: PST do Al. Wielkopolskiej,

✓ modernizacja stacji prostownikowej Traugutta,

✓ montaż nowoczesnych napędów i układów sterowania i ogrzewania zwrotnic tramwajowych na kilku rozjazdach w celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej,

✓ modernizacja 9 sztuk tramwajów,

- ✓ zastosowanie w tramwajach układów automatycznego sterowania ogrzewaniem przestrzeni pasażerskiej oraz funkcji automatycznego zamykania drzwi po ustaniu wymiany pasażerów,

➔ Nabycie nowych i remonty istniejących budynków – w latach 2011÷2015 na terenie Poznania zrealizowano m.in. następujące przedsięwzięcia:

- termomodernizacja budynków oświatowych, tj.:
  - w 2011 r. – remont i/lub ocieplenie dachu (Przedszkola nr 29 i 35, Szkoła Podstawowa nr 48 oraz Zespół Szkół Odzieżowych), wymiana stolarki okiennej i/lub drzwiowej (Przedszkola nr 75 i 116, Szkoły Podstawowe nr 3, 13, 15, 17, 18, 26, 40, 64, 65, 77, 80, 83 i 90, Gimnazja nr 1 i 55, Licea Ogólnokształcące nr I i III, Liceum Ogólnokształcące przy ZSMS, Zespół Szkół Gastronomicznych oraz Zespół Szkół Ekonomicznych),
  - w 2012 r. – remont i/lub ocieplenie dachu (Przedszkola nr 14 i 30, Szkoły Podstawowe nr 15, 34 i 75 oraz Gimnazjum nr 2), docieplenie ścian (Przedszkole nr 3, Szkoła Podstawowa nr 48 oraz Gimnazja nr 15 i 22), wymiana stolarki okiennej i/lub drzwiowej (Przedszkola nr 1, 6, 20, 21, 69, 100, 110, 113, 171 i 187, Szkoły Podstawowe nr 3, 18, 25, 26, 42, 62, 64, 70, 77, 80, 88, 89 i 90, Gimnazja nr 12, 42, 61, 63 i 68, Poradnia Psychologiczno-Pedagogiczna nr 4, Licea Ogólnokształcące nr 1, 2, 3 i przy ZSMS, Zespoły Szkół: Budownictwa Nr 1, Elektrycznych nr 1 i Zawodowych Nr 6, Licealno-Technicznych, Mechanicznych, Budowlano-Drzewnych oraz Geodezyjno-Drogowych),
  - w 2013 r. – remont i/lub ocieplenie dachu (Szkoła Podstawowa nr 35 i Zespół Szkół Odzieżowych), docieplenie ścian (Przedszkola nr 35 i 68, Gimnazjum nr 22 oraz Zespół Szkół Odzieżowych), wymiana stolarki okiennej i/lub drzwiowej (Przedszkola nr 6, 24, 100 i 189, Szkoły Podstawowe nr 15, 19, 20 i 26, Gimnazja nr 9 i 15, Zespół Szkół Budownictwa nr 1 oraz Zespół Szkół Ekonomicznych);
  - w latach 2014÷2015:

- ✓ kompleksowa termomodernizacja obiektów: Zespołu Szkół Mistrzostwa Sportowego oraz Zespołu Szkolno-Przedszkolnego nr 1,
- ✓ ocieplenie ścian i/lub ocieplenie dachu: Szkoły Podstawowe nr: 87, 46, 90, 20, XIV Liceum Ogólnokształcące, Przedszkola nr: 140, 78, 81, Gimnazjum nr 22,
- ✓ częściowa wymiana stolarki okiennej i/lub drzwiowej: Przedszkola nr: 1, 10, 21, 37, 42, 48, 53, 96, 112, 119, 121, 160, 171, Szkoły Podstawowe nr: 15, 17, 34, 36, 62, 63, 89, Gimnazjum nr 63 oraz 10 obiektów Zespołów Szkół,
  - w latach 2011÷2015 – termomodernizacja budynków podległych Wydziałowi Zdrowia i Spraw Społecznych:
- ✓ wymiana okien i modernizacja kotłowni: Żłobek nr 2,
- ✓ termomodernizacja i podłączenie do msc: Żłobek nr 3,
- ✓ wykonanie izolacji pionowej oraz poziomej fundamentów budynku: Poznańskie Centrum Świadczeń,
- ✓ wymiana instalacji c.o. i zabudowa OZE: Zakład Opiekuńczo-Leczniczy i Rehabilitacji Medycznej,

- termomodernizacja istniejących i budowa nowych budynków wielorodzinnych z wykorzystaniem nowoczesnych energooszczędnych technologii w zasobach Zarządu Komunalnych Zasobów Lokalowych
  - termomodernizacja istniejącego obiektu przy ul. Marysieńki,
  - budowa domu mieszkalnego z wysokosprawnymi kotłowniami gazowymi przy ul. Bolka,
  - budowa domu mieszkalnego wyposażonego w kolektory słoneczne przy ul. Głuszyna,
  - budowa budynków mieszkalnych z przyłączeniem do miejskiej sieci cieplnej przy ul. Łaskarza i Podolańskiej;
- termomodernizacja budynków na terenie Ogrodu Zoologicznego,
- budowa Term Maltańskich z wykorzystaniem najnowszych rozwiązań w zakresie maksymalnego ograniczenia zużycia energii i negatywnych skutków oddziaływania na środowisko, w tym m.in.: wykorzystanie wód termalnych w basenach solankowych, zmniejszenie współczynnika przenikania ciepła ścian, odzysk ciepła ze ścieków i z systemu wentylacji, zastosowanie energooszczędnych źródeł światła oraz automatyczne sterowanie oświetlenia i wentylacji,
- przebudowa Stadionu Miejskiego – m.in. zastosowano energooszczędne oświetlenie typu LED oraz energooszczędny preizolowany system rozdzielaczy do podgrzewania murawy,
- budowa Zintegrowanego Centrum Komunikacyjnego - Poznań City Center – z zastosowaniem energooszczędnych źródeł światła wewnętrznego oraz oświetleniem obiektu przy wykorzystaniu technologii LED,
- termomodernizacja budynków Wielospecjalistycznego Szpitala Miejskiego przy ul. Szwajcarskiej 3 – wymiana starej drewnianej stolarki okiennej na PCV, docieplenie ścian budynków, docieplenie stropodachu oraz montaż kolektorów słonecznych (196 szt. / 923,16 m^2);

➔ Sporządzenie audytów energetycznych budynków użyteczności publicznej o powierzchni pow. 500 m^2 – w latach 2011÷2015 Miasto Poznań opracowało:

- audyty energetyczne budynków oświatowych – dla Szkół Podstawowych nr 6, 7, 9 i 12,
- audyt energetyczny budynku Urzędu Miasta Poznania przy ul. Libelta 16/20,
- dwa audyty energetyczne dla obiektów Szpitala Miejskiego im. F.Raszei,
- audyt energetyczny dla obiektu Poznańskiego TBS Sp. z o.o.

12.2.3 Środki poprawy efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki miasta

Istnieje wiele przykładów jak można tworzyć i wdrażać programy efektywności energetycznej, czyli działania skupione na grupach odbiorców końcowych, które zwykle prowadzą do sprawdzalnej i wymiernej lub możliwej do oszacowania poprawy efektywności energetycznej. Jako uniwersalne środki poprawy efektywności energetycznej, możliwe do wykorzystania w wielu sektorach, można wskazać:

- ➔ stosowanie standardów i norm mających na celu przede wszystkim poprawę efektywności energetycznej produktów i usług, w tym budynków;
- ➔ inteligentne systemy pomiarowe, takie jak indywidualne urządzenia pomiarowe wyposażone w zdalne sterowanie i rachunki zawierające zrozumiałe informacje;
- ➔ szkolenia i edukacja w zakresie stosowania technologii lub technik efektywnych energetycznie.

Poniżej scharakteryzowano możliwości poprawy efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki miasta.

Środki poprawy efektywności energetycznej budynków

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. 2015 poz. 1422 ze zmianą – Dz.U. 2017 poz. 2285).

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/(m2•K)], jak i kształtowania odpowiednio niskiej wartości wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną EP [kWh/m2/rok].

Wymagania (wskaźniki) dotyczące energooszczędności budynków będą sukcesywnie zaostrzane, wg harmonogramu zmian określonego w tym rozporządzeniu, tak aby osiągnąć cel, zgodnie z którym:

- ➔ od dnia 31 grudnia 2020 r. wszystkie nowe budynki będą budynkami o niemal zerowym zużyciu energii;
- ➔ po dniu 31 grudnia 2018 r. nowe budynki zajmowane przez władze publiczne oraz będące ich własnością będą budynkami o niemal zerowym zużyciu energii.

Dla zobrazowania skali zmian jakie winny nastąpić w najbliższych latach, poniżej zestawiono wybrane kryteria izolacyjności przegród zewnętrznych określone w załączniku 2 do ww. rozporządzenia.

Tabela 12-1 Przykładowe zmiany wartości współczynnika przenikania ciepła

Lp.	Rodzaj przegrody	Współczynnik przenikania ciepła $U_{C(max)}$ [W/(m^2•K)]		
		od 01.01.2014 r.	od 01.01.2017 r.	od 01.01.2021* r.
1	Ściany zewnętrzne	0,25	0,23	0,20
2	Dachy, stropodachy i stropy pod nieogrzewanymi poddaszami lub nad przejazdami	0,20	0,18	0,15
3	Stropy nad pomieszczeniami nieogrzewanymi i zamkniętymi przestrzeniami podpod-	0,25	0,25	0,25

Lp.	Rodzaj przegrody	Współczynnik przenikania ciepła $U_{C(max)}$ [W/(m^2•K)]		
		od 01.01.2014 r.	od 01.01.2017 r.	od 01.01.2021* r.
	łogowymi			
4	Okna, drzwi balkonowe, powierzchnie przezroczyste nieotwieralne	1,3	1,1	0,9
5	Okna połaciowe	1,5	1,3	1,1

Wartość współczynnika określona dla temperatury obliczeniowej ogrzewanego pomieszczenia ti ≥ 16^{o}C,
** dla budynków zajmowanych przez władze publiczne i będących ich własnością od 01.01.2019 r.*

Na maksymalną wartość wskaźnika EP składają się cząstkowe maksymalne zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną: na potrzeby ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody użytkowej (EPH+W); na chłodzenie (EPC) i oświetlenie (EPL) budynku.
Niska wartość wskaźnika EP oznacza, że użyty nośnik energii w małym stopniu wpływa na degradację środowiska naturalnego, a w szczególności na efekt cieplarniany. Jednak na poziom energochłonności budynku wskazuje wartość energii użytkowej, którą należy dostarczyć do pomieszczeń w budynku, aby funkcjonował zgodnie z założeniami projektowymi. O jej wartości decyduje m.in. izolacyjność cieplna przegród przezroczystych i nieprzezroczystych, mostki cieplne, kształt budynku czy strumień powietrza wymienianego w procesie wentylacji. Maksymalne dopuszczalne wartości wskaźnika EPH+W na potrzeby ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla poszczególnych rodzajów budynków, określone w ww. rozporządzeniu, zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 12-2 Cząstkowe maksymalne wartości wskaźnika EP_{H+W} na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej

Lp.	Rodzaj budynku	Cząstkowe maksymalne wartości wskaźnika EP_{H+W} na potrzeby ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody użytkowej [kWh/(m^2•rok)]		
		od 01.01.2014 r.	od 01.01.2017 r.	od 01.01.2021* r.
1	Budynek mieszkalny jednorodzinny	120	95	70
2	Budynek mieszkalny wielorodzinny	105	85	65
3	Budynek zamieszkania zbiorowego	95	85	75
4	Budynek użyteczności publicznej – opieka zdrowotna	390	290	190
5	Budynek użyteczności publicznej – pozostałe	65	60	45
6	Budynek gospodarczy, magazynowy i produkcyjny	110	90	70

** dla budynków zajmowanych przez władze publiczne i będących ich własnością od 01.01.2019 r.*

Przykłady możliwych do zastosowania działań służących poprawie charakterystyki energetycznej budynków, w tym dostosowania i utrzymania ich zapotrzebowania na energię na racjonalnie niskim poziomie, określa w szczególności „Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017". Załącznik 3 do KPD EE zawiera szczegółowy opis środków służących poprawie efektywności energetycznej budynków, które prowadzą do redukcji rocznego zapotrzebowania na energię końcową na cele związane

z ogrzewaniem i wentylacją, przygotowaniem ciepłej wody, chłodzeniem oraz oświetleniem wbudowanym budynków.
Rekomendowane w nim komponenty instalacji c.o., c.w.u. i wentylacji w podziale na rodzaj zabudowy przedstawia tabela poniżej.

Tabela 12-3 Komponenty instalacji c.o., c.w.u. i wentylacji (bez klimatyzacji) w podziale na rodzaj zabudowy według „Krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej dla Polski 2017"

Rodzaj zabudowy	Instalacja c.o.	OZE	Instalacja c.w.u.	Wentylacja
Budynki mieszkalne jednorodzinne	ogrzewanie wodne niskotemperaturowe: - grzejniki podłogowe lub podłogowo – konwekcyjne, - parametry instalacji: 55/45°C lub 40/30°C, - urządzenia regulacyjne grzejnikowe o dokładności regulacji 1K, - źródło ciepła: kocioł kondensacyjny gazowy, pompa ciepła PC $_{COP\ 6,0}$, kocioł niskotemperaturowy	Kolektory słoneczne termiczne	Zasilana przez zasobnik biwalentny, instalacja bez cyrkulacji	Mechaniczna, nawiewno-wywiewna z wysokosprawnym odzyskiem ciepła, regulowana obciążeniowo
Budynki mieszkalne wielorodzinne	ogrzewanie wodne niskotemperaturowe: - grzejniki konwekcyjne lub podłogowo – konwekcyjne, - parametry instalacji: 55/45°C, 45/35°C lub 40/30°C, - urządzenia regulacyjne grzejnikowe o dokładności regulacji 1K, - źródło ciepła: kocioł kondensacyjny gazowy, węzeł cieplny, mini – CHP – kogeneracja (skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej), pompa ciepła $PC_{COP\ 4,2}$, kocioł niskotemperaturowy	Kolektory słoneczne termiczne w rozwiązaniach z zasobnikiem	Zasilana przez zasobnik biwalentny, instalacja z cyrkulacją lub instalacja c.w.u. zasilana z mini stacji mieszkaniowych (instalacje mieszkaniowe bez cyrkulacji)	Mechaniczna, nawiewno-wywiewna z wysokosprawnym odzyskiem ciepła min. 75%, regulowana obciążeniowo
Budynki użyteczności publicznej	ogrzewanie wodne niskotemperaturowe: - grzejniki konwekcyjne lub ogrzewanie płaszczyznowe, - parametry instalacji: 55/45°C, 45/40°C lub 40/30°C, - urządzenia regulacyjne grzejnikowe o dokładności regulacji 1K, - źródło ciepła: kocioł kondensacyjny gazowy, węzeł cieplny, pompa ciepła $PC_{COP\ 4,5}$, kocioł niskotemperaturowy	Kolektory słoneczne termiczne w rozwiązaniach z zasobnikiem	Zasilana przez zasobnik biwalentny lub zasobnik pośredni, instalacja z cyrkulacją lub instalacja c.w.u. zasilana z mini stacji lub bezpośrednio (instalacje bez cyrkulacji)	Mechaniczna, nawiewno-wywiewna z wysokosprawnym odzyskiem ciepła min. 70% lub wentylacja zdecentralizowana z odzyskiem ciepła o przepływie powietrza zmiennym według potrzeb

Źródło: załącznik 3 do „Krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej dla Polski 2017"

W przypadku wymiany lub modernizacji źródła ciepła w budynkach KPD EE 2017 wskazuje, iż instalacje ogrzewania i c.w.u. powinny być rozwiązane tak, aby uzyskać odpowiednie, możliwie wysokie sprawności ogólne systemów. Wysokie wartości sprawności instalacji uzyskuje się poprzez zastosowanie wysokosprawnych źródeł ciepła, obniżenie strat przesyłania, akumulacji, regulacji oraz wykorzystania ciepła.
Wymienione w KPD EE 2017 instrumenty pozwalające na uzyskanie maksymalnie wysokich sprawności to:

- stosowanie gazowych kotłów kondensacyjnych, pomp ciepła o wysokim współczynniku efektywności (COP),
- odpowiednie prowadzenie przewodów rozprowadzających czynnik grzejny (zwarta instalacja) oraz ich właściwą izolację cieplną,
- odpowiednią izolację zbiorników akumulacyjnych i buforowych oraz dobrane do specyfiki ich pracy i użytkowania sterowanie ładowaniem i rozładowaniem,
- niskotemperaturowe systemy grzejne płaszczyznowe, grzejnikowe lub mieszane,
- dobór techniki regulacji i sterowania zapewniającej najwyższą efektywność regulacji w danej strukturze instalacji i przy danym sposobie użytkowania,
- wybór sposobu przygotowania c.w.u. zapewniającego wysoką sprawność w danym trybie użytkowania,
- stosowanie wysokosprawnych pomp pomocniczych charakteryzujących się niskim poborem mocy, skutkujące małym zużyciem energii pomocniczej,
- eliminację lub maksymalne ograniczenie instalacji cyrkulacyjnych o niskiej efektywności,
- odpowiednią izolację zasobników c.w.u. oraz dobrane do specyfiki ich pracy i użytkowania sterowanie ładowaniem i rozładowaniem.

W zakresie stosowania instalacji klimatyzacji KPD EE 2017 rekomenduje alternatywne (do agregatów chłodniczych) metody chłodzenia, tj.: chłodzenie nocne, wykorzystanie energii gruntu, free cooling, chłodzenie pasywne. Dla niewielkich obiektów zalecane są układy z bezpośrednim odparowaniem oparte o indywidualne klimatyzatory typu „SPLIT" lub „MULTISPLIT".
Natomiast dla obniżenia zużycia energii na potrzeby oświetlenia pomieszczeń, ww. Plan wskazuje na konieczność zastosowania systemów regulacji takich jak: czujniki obecności, czujniki jasności itp. Nowoczesnym rozwiązaniem jest również system „oświetlenia dynamicznego" (np. diody LED), który stymuluje aktywność człowieka przez modelowanie poziomu natężenia oświetlenia i temperatury barwowej światła w ciągu dnia.

Od 9 marca 2015 r. funkcjonuje nowy system oceny energetycznej budynków, wprowadzony ustawą o charakterystyce energetycznej budynków (tekst jednolity Dz.U. 2017 poz.1498 ze zm.). 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 m^2 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 m^2, 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 2018 r. poz. 966 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. Aktualnie w Sejmie trwają pracę nad nowelizacją ww. ustawy. Szczegółowe informacje dotyczące noweli znajdują się w rozdz. 12.3.3.2.

Jednym z narzędzi możliwych do wykorzystania w celu określenia 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 cieplnego 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.

Środki poprawy efektywności energetycznej sektora przemysłowego
Główną przesłanką racjonalizacji użytkowania nośników energii oraz poprawy efektywności energetycznej w podmiotach gospodarczych jest relacja kosztów poniesionych na energię do kosztów własnych przedsiębiorstwa. Wpływa ona na konkurencyjność towarów bądź usług zakładu, co w ostatecznym bilansie decyduje o poziomie zysku z prowadzonej działalności.

W sektorze przemysłowym można wymienić następujące obszary właściwe dla wdrożenia działań efektywnościowych:
- ➔ procesy produkcyjne (np. bardziej efektywne wykorzystanie mediów energetycznych, stosowanie automatycznych i zintegrowanych systemów, efektywnych trybów oczekiwania itd.);
- ➔ stosowanie wyposażenia posiadającego wysoką klasę w systemie oznakowania efektywności energetycznej;
- ➔ silniki i napędy (np. upowszechnienie stosowania elektronicznych urządzeń sterujących i regulacja przemianą częstotliwości, napędy bezstopniowe, zintegrowane programowanie użytkowe, silniki elektryczne o podwyższonej sprawności itd.);
- ➔ wentylatory i wentylacja (np. nowocześniejsze urządzenia lub systemy, wykorzystanie naturalnej wentylacji lub kominów słonecznych itd.);
- ➔ zarządzanie aktywnym reagowaniem na popyt (np. zarządzanie obciążeniem, systemy do wyrównywania szczytowych obciążeń sieci itd.);
- ➔ wysoko efektywna kogeneracja (np. urządzenia do skojarzonego wytwarzania ciepła lub chłodu i energii elektrycznej).

- ➔ produkcja energii ze źródeł odnawialnych;
- ➔ termomodernizacja budynków przemysłowych (np. izolacja ścian i dachów, podwójne/potrójne szyby w oknach, pasywne ogrzewanie i chłodzenie, nowe efektywniejsze żarówki, systemy cyfrowych układów kontroli, używanie detektorów ruchu itp.).

Środki poprawy efektywności energetycznej w sektorze transportu

Wielkie możliwości istnieją również w sektorze transportu, tak w zakresie rodzaju wykorzystywanego transportu (zarówno poprzez promowanie efektywnych energetycznie pojazdów, jak również efektywnych energetycznie sposobów korzystania z tych pojazdów, w tym stosowanie: systemów regulujących ciśnienie w oponach, efektywnego energetycznie wyposażenia pojazdów, dodatków do paliw poprawiających sprawność energetyczną, olejów o wysokiej smarowności, opon o niskim oporze itd.), jak również zmian sposobu podróży. Przykładem pozytywnych zachowań w tym zakresie może być podróżowanie z domu do pracy środkami innymi niż indywidualny samochód, wspólne korzystanie z samochodów, postępy w zmianach sposobu podróżowania polegające na przechodzeniu ze środków zużywających więcej energii do środków zużywających jej mniej w przeliczeniu na osobokilometr lub tonokilometr, a nawet dni bez samochodu, cieszące się coraz większą popularnością w rozwiniętych państwach europejskich. Sektory paliw i transportu odgrywają więc również kluczową rolę w kwestiach dotyczących efektywności energetycznej oraz oszczędności energii.

12.3 Przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych

Racjonalne wykorzystanie energii, a w szczególności energii pozyskiwanej z paliw kopalnych, jest jednym z istotnych komponentów zrównoważonego rozwoju, przynoszącym wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Wzrost sumarycznej sprawności przetwarzania poszczególnych form energii do jej postaci użytecznej, w której jest użytkowana, przyczynia się do poprawy efektywności wykorzystania i oszczędzania zasobów surowców energetycznych, a także poprawy stanu środowiska, poprzez redukcję strumienia zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery i wód, a często także poprzez redukcję ilości wytwarzanych odpadów.

Podejmując działania na rzecz racjonalnego wykorzystania energii i paliw kopalnych oraz poprawy efektywności energetycznej poprzez zmiany na poziomie technologicznym albo zachowań ludności przez zmiany na poziomie gospodarczym, należy unikać niekorzystnego wpływu na środowisko naturalne, jak również działać z poszanowaniem priorytetów społecznych. Sprawą niezwykle istotną jest uzyskiwana dzięki racjonalizacji różnorodnych procesów użytkowania energii, szansa wykorzystania efektywności energetycznej i zarządzania popytem jako alternatywy dla budowy nowych źródeł, z pożytkiem dla kwestii związanych z ochroną środowiska.
Racjonalizacja wykorzystania energii i jej nośników umożliwi wykorzystanie potencjalnych oszczędności energii w sposób ekonomicznie efektywny. Środki poprawy efektywnego wykorzystania energii prowadzą bezpośrednio do jej oszczędności, wpływając korzystnie

na zmniejszanie kosztów gospodarczego wykorzystania paliw i energii. Ukierunkowanie na technologie efektywniej wykorzystujące energię wywiera pozytywny wpływ na poziom innowacyjności, a co za tym idzie konkurencyjności gospodarki. W ogólnym przypadku poprawa efektywności energetycznej może nastąpić wskutek zwiększenia efektywności końcowego wykorzystania energii w wyniku zmian technologicznych i gospodarczych, jak również dzięki zmianom zachowań końcowych odbiorców energii, tzn. osób fizycznych lub prawnych dokonujących zakupów różnych form energii do własnego użytku.

Zajmujące się dystrybucją energii przedsiębiorstwa, w tym operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią mogą poprawić efektywność energetyczną, oferując usługi energetyczne obejmujące efektywne wykorzystanie energii, w takich obszarach jak zapewnienie komfortu termicznego w pomieszczeniach, ciepłej wody do użytku domowego, chłodzenia, produkcji towarów, oświetlenia oraz mocy napędowej. Dlatego też w celu skuteczniejszego oddziaływania taryf i innych uregulowań dotyczących energii sieciowej na efektywność końcowego zużycia energii, powinno się usunąć nieuzasadnione zachęty do zwiększania ilości przesyłanej energii. Istotne jest doprowadzenie do sytuacji, w której maksymalizacja zysków tych przedsiębiorstw stanie się bardziej związana ze sprzedażą usług energetycznych dla możliwie jak największej liczby klientów, niż ze sprzedażą możliwie jak największej ilości energii dla poszczególnych klientów. Należy starać się unikać zakłóceń konkurencji w tej dziedzinie, w celu zapewnienia równego zakresu działań wszystkim dostawcom energii. Świadczenie takich usług winno stać się obowiązkiem dystrybutorów energii, operatorów systemów dystrybucyjnych, jak również przedsiębiorstw obrotu energią z uwzględnieniem organizacji operatorów w sektorze energetycznym oraz głównego celu jakim jest polepszenie wdrażania usług energetycznych i środków zmierzających do poprawy efektywności energetycznej.
W procesie określania środków poprawy efektywności energetycznej należy wziąć pod uwagę zyski z efektywności energetycznej uzyskane dzięki szerokiemu stosowaniu efektywnych kosztowo innowacji technologicznych, na przykład pomiarów elektronicznych. Wszystkie rodzaje informacji odnoszące się do efektywności energetycznej powinny być szeroko rozpowszechniane wśród odbiorców końcowych w odpowiedniej formie, także za pośrednictwem rachunków za zużycie i dostawę różnych form energii. Mogą one obejmować informacje o ramach finansowych i prawnych, kampanie informacyjne i promocyjne oraz szeroko zakrojoną wymianę najlepszych praktyk na wszystkich szczeblach. W celu umożliwienia użytkownikom końcowym podejmowania decyzji dotyczących ich indywidualnego zużycia energii, w oparciu o pełniejszą wiedzę, powinni oni otrzymywać odpowiednią ilość danych o tym zużyciu oraz inne istotne informacje, takie jak informacje o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej, porównanie profili użytkowników końcowych oraz obiektywne specyfikacje techniczne sprzętu zużywającego energię. Odbiorcy końcowi energii elektrycznej, gazu, centralnego ogrzewania lub chłodzenia oraz ciepłej wody użytkowej winni mieć, na tyle na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii, możliwości nabycia po konkurencyjnych cenach indywidualnych liczników dokładnie informujących o rzeczywistym zużyciu energii przez danego odbiorcę końcowego, przy czym rachunki wystawiane przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją i obrotem energią

i paliwami winny opierać się na rzeczywistym zużyciu energii i być sformułowane w sposób jasny i zrozumiały, zaś odbiorcom końcowym należy udostępniać również informacje pozwalające na całościowe zapoznanie się z bieżącymi kosztami energii. W zakresie działań dotyczących uświadomienia odbiorców końcowych ważne jest udostępnienie odbiorcom informacji kontaktowych dotyczących organizacji konsumenckich, agencji energetycznych i podobnych podmiotów, a także stron internetowych, informujących o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej, porównaniach profilów odbiorców końcowych lub obiektywnych specyfikacjach technicznych urządzeń zużywających energię. Ponadto należy aktywnie zachęcać konsumentów do regularnych kontroli odczytów liczników.

Założone cele w zakresie racjonalizacji wytwarzania i wykorzystania energii można osiągnąć podejmując m.in. w określonych poniżej obszarach następujące działania, które przyczyniają się do osiągnięcia celów PUE 3x20:

➔ źródła ciepła:

- odtworzenie i modernizację źródeł ciepła lub wykorzystanie innych źródeł prowadzących wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w układzie skojarzonym oraz obniżenie wskaźników zanieczyszczeń;
- dostosowanie układu hydraulicznego źródła lub źródeł do zmiennych warunków pracy spowodowanych wprowadzeniem automatycznej regulacji w sieci ciepłowniczej;
- promowanie przedsięwzięć polegających na likwidacji lub modernizacji małych lokalnych kotłowni węglowych i przechodzeniu ich albo na zasilanie odbiorców z istniejącej sieci ciepłowniczej, albo na zmianie paliwa na gazowe (olejowe) lub z wykorzystaniem instalacji źródeł kompaktowych, wytwarzających ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu i zasilanych paliwem gazowym;
- wykorzystanie nowoczesnych lokalnych źródeł niskoemisyjnych;
- popieranie przedsięwzięć prowadzących do wykorzystywania energii odpadowej z procesów produkcyjnych i wentylacji oraz skojarzonego wytwarzania energii;
- wykonywanie wstępnych analiz techniczno-ekonomicznych dotyczących możliwości wykorzystania lokalnych źródeł energii odnawialnej (energia geotermalna, słoneczna, wiatrowa, ze spalania biomasy) na potrzeby miasta;

➔ dystrybucja ciepła:

- pozyskiwanie nowych odbiorców ciepła z sieci ciepłowniczej poprzez współfinansowanie inwestycji w zakresie przyłączy i stacji ciepłowniczych;
- stopniowa wymiana zużytych odcinków sieci ciepłowniczej na systemy rurociągów preizolowanych;
- stopniowe zastępowanie istniejących węzłów cieplnych bezpośrednich i hydroelewatorowych nowoczesnymi węzłami wymiennikowymi wyposażonymi w regulację pogodową i urządzenia do pomiaru ilości ciepła, jak również zmiana systemu dystrybucji – z węzłów grupowych na indywidualne;
- wprowadzenie systemu regulacji ciśnienia dyspozycyjnego źródła ciepła opartego na komputerowo wyselekcjonowanych informacjach zbieranych w newralgicznych punktach sieci ciepłowniczej;

➔ w sferze użytkowania ciepła:

- promowanie przedsięwzięć związanych ze zwiększeniem efektywności wykorzystania energii cieplnej (termorenowacja i termomodernizacja oraz wyposażanie w elementy pomiarowe i regulacyjne; wykorzystywanie ciepła odpadowego);
- wydawanie dla nowo projektowanych obiektów decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu uwzględniających proekologiczną i energooszczędną politykę miasta (np. wykorzystywanie źródeł energii przyjaznych środowisku, stosowanie energooszczędnych technologii w budownictwie i przemyśle, uzasadniony wysoki stopień wykorzystywania energii odpadowej z procesów produkcyjnych i wentylacji, wytwarzanie energii w skojarzeniu i in.);
- popieranie i promowanie indywidualnych działań właścicieli lokali polegających na przechodzeniu (w użytkowaniu na cele grzewcze i c.w.u.) na czystsze rodzaje paliwa, energię elektryczną, energię ze źródeł odnawialnych itp.;

➔ w sferze dystrybucji energii elektrycznej:

- utrzymywanie dystrybucyjnej infrastruktury elektroenergetycznej we właściwym stanie technicznym, terminowe wykonywanie przeglądów linii elektroenergetycznych z wykorzystaniem nowoczesnych metod diagnostycznych (np. termowizja) i szybkie reagowanie na stwierdzone odchylenia od stanów normalnych;
- właściwy dobór mocy transformatorów w stacjach elektroenergetycznych;
- zastosowanie nowych technologii np. kabli nadprzewodzących;

➔ w sferze użytkowania energii elektrycznej:

- stopniowe przechodzenie na stosowanie energooszczędnych źródeł światła w obiektach użyteczności publicznej oraz do oświetlenia ulic, placów itp.;
- przeprowadzanie regularnych prac konserwacyjno-naprawczych i czyszczenia oświetlenia;
- dbałość kadr technicznych zakładów przemysłowych, aby napędy elektryczne nie były przewymiarowane i pracowały z optymalną sprawnością;
- przesuwanie, w miarę możliwości, okresów pracy większych odbiorników energii elektrycznej na godziny poza szczytem;

➔ w sferze dystrybucji gazu:

- utrzymywanie dystrybucyjnej infrastruktury gazowniczej we właściwym stanie technicznym, terminowe wykonywanie przeglądów sieci i szybkie reagowanie na stwierdzone odchylenia od stanów normalnych, szczególnie nieszczelności;
- właściwy dobór przepustowości nowych stacji redukcyjno-pomiarowych i średnic gazociągów;
- modernizacja sieci stalowych na PE, nie stosowanie sieci n/c;

➔ w sferze użytkowania gazu:

- 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 oraz w zakresie przygotowania posiłków.

12.3.1 Racjonalizacja użytkowania energii w systemie ciepłowniczym

Podmiotem działań racjonalizujących użytkowanie energii w systemie ciepłowniczym będą poszczególne składniki tego systemu, tj. źródła ciepła oraz system sieci i węzłów ciepłowniczych odbiorczych. Art.16 ustawy Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek planowania i podejmowania działań, które mają na celu racjonalizację produkcji i przesyłania energii ze skutkiem w postaci korzystniejszych warunków dostawy energii dla odbiorcy końcowego.

Rola Miasta jest szczególnie istotna w wypadku ciepłowniczych przedsiębiorstw energetycznych, które nie mają obowiązku zatwierdzania swoich planów rozwojowych. Relacje te są szczególnie ważne z uwagi na występującą rozbieżność interesów Miasta i przedsiębiorstwa:

- ➔ Miasto chce dla swoich mieszkańców minimalizacji zużycia energii i związanej z tym minimalizacji kosztów ogrzewania;
- ➔ Przedsiębiorstwo chce sprzedać jak najwięcej energii za jak najwyższą cenę.

12.3.1.1 Systemowe źródła ciepła

Ocena stanu technicznego źródeł ciepła sieciowego z terenu Poznania została przedstawiona w rozdziale 4.

Na gruncie prawa unijnego pierwotnym aktem prawnym normującym problematykę kogeneracji (w oparciu o zaopatrzenie w ciepło użytkowe) była dyrektywa 2004/8/WE (tzw. dyrektywa CHP). W kolejnych latach wobec wyzwań pakietu „3x20" uchwalono nową dyrektywę, 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, która skonsolidowała dotychczas obowiązujące prawodawstwo w tym obszarze, uchylając równocześnie dyrektywę 2004/8/WE. W swoich założeniach przedmiotowa dyrektywa wskazuje na potrzebę zwiększenia wydajności energetycznej, poprawę bezpieczeństwa dostaw poprzez stworzenie ram dla promocji i rozwoju kogeneracji o wysokiej sprawności, w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe oraz oszczędność energii pierwotnej na wewnętrznym rynku energii. Tego rodzaju podejście podyktowane jest faktem, iż energia wytwarzana w kogeneracji charakteryzuje się większą efektywnością przetwarzania paliw pierwotnych, a także pozwala unikać strat sieciowych (ze względu na zazwyczaj rozproszony charakter) oraz prowadzi do ograniczania emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

W Poznaniu wysokosprawna kogeneracja zastosowana jest w miejskim systemie ciepłowniczym, którego źródłem zasilającym jest Elektrociepłownia Karolin (EC II Karolin) wytwarzająca ciepło w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. EC II Karolin wyposażona jest m.in. w 3 bloki energetyczne (układ skojarzony) opalane węglem (moc w pełnym skojarzeniu: 515 MW po stronie ciepła i 251 MW po stronie energii elektrycznej).

Natomiast jednym z głównych postulatów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25.10.2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE jest obowiązek przeprowadzania oceny możliwości zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, a także podjęcie wszelkich działań w celu umożliwienia realizacji tego typu inwestycji.

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.

Miejski system energetyczny Poznania zarządzany przez Veolia Energia Poznań S.A. spełnia powyższe kryterium (wg pkt-u 4) i tym samym posiada status systemu efektywnego energetycznie. Na efektywność tego systemu składa się fakt wykorzystywania do produkcji zarówno ciepła pochodzącego z kogeneracji, jak i ciepła z OZE (spalanie biomasy, zakup ciepła z ITPOK), jak również wykorzystywanie ciepła odpadowego (z odzysku ciepła z firmy Volkswagen Polska).

W „Programie energetycznym na lata 2017÷2019” Veolia Energia Poznań zaplanowała następujące działania związane ze zwiększeniem efektywności pracy urządzeń na terenie Elektrociepłowni i efektywnym gospodarowaniem paliwami:

➔ wyposażenie sprężarek powietrza do celów odpopielania GA 160W nr 1 i nr 2 w przemienniki częstotliwości (falowniki),

➔ zmiana regulacji wydajności poprzez zastosowanie falownika w sprężarce powietrza pracującej na cele wodooczyszczalni (GA45FF).

Według założeń ww. Programu działania te przyniosą efekt energetyczny w postaci oszczędności energii o ok. 11,7 TJ/rok, co w przeliczeniu na tony oleju ekwiwalentnego daje redukcję o ok. 280 toe/rok.

Ponadto (wg ww. Programu) Veolia Poznań planuje budowę systemu akumulacji ciepła z instalacją akumulatora ciepła zlokalizowaną w EC Karolin w terminie do końca 2019 r. Zaplanowany dla tego przedsięwzięcia efekt energetyczny winien wynieść ponad 71 TJ/rok, a w przeliczeniu na tony oleju ekwiwalentnego – ok. 1 700 toe/rok.

Kolejną szansę na podjęcie działań racjonalizacyjnych w sferze wytwarzania energii stwarza fakt występowania w Wielkopolsce (w jej części południowej i środkowej) lokalnych złóż gazu ziemnego, co może stanowić impuls dla budowy źródła systemowego o skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej (elektrociepłowni) opalanego ww. gazem.

12.3.1.2 System dystrybucyjny

Działania racjonalizacyjne w obrębie systemu dystrybucji powinny być ukierunkowane przede wszystkim na poprawę efektywności przesyłu ciepła poprzez:

➔ ograniczenie strat ciepła na przesyle, które uzyskać można przede wszystkim przez:
- wymianę sieci ciepłowniczych o złym stanie technicznym i wysokich stratach ciepła na rurociągi preizolowane o niskim współczynniku strat;
- zabudowę układów automatyki pogodowej w węzłach ciepłowniczych;

➔ redukcję ubytków wody sieciowej poprzez:
- modernizację odcinków sieci o wysokim współczynniku 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.

Właścicielem systemu ciepłowniczego miasta, jak również źródeł wytwórczych, jest Veolia Energia Poznań S.A. Przedsiębiorstwo to sukcesywnie modernizuje eksploatowaną sieć, działając w ww. kierunkach. Aktualny udział sieci ciepłowniczych zmodernizowanych wynosi w Poznaniu ok. 43% (37% w 2014 r.).
Veolia Energia Poznań realizuje m.in. w ramach Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych szereg zadań dotyczących wymiany sieci tradycyjnych (kanałowych) na preizolowane. I tak np. w Raporcie z Przeglądu Energetycznego ISO 50001 opracowanego na potrzeby Audytu Energetycznego Przedsiębiorstwa Veolia Energia Poznań S.A. opisano 71 zadań z terenu Poznania, z czego 10 zadań dotyczyło wymiany sieci związanej z likwidacją węzłów grupowych. Sumarycznym efektem realizacji ww. zadań na terenie Poznania jest:

➔ długość zmodernizowanej sieci: 33,8 km;
➔ redukcja strat ciepła o ponad 65 TJ/rok;
➔ redukcja w przeliczeniu na tony oleju ekwiwalentnego: ponad 1 500 toe.

Aktualnie Przedsiębiorstwo planuje w ramach ZIT dalszą modernizację sieci – osiem inwestycji: Ogród Botaniczny, Wieruszowska, Golęcin, Trójpole, Dmowskiego / Krauthofera, Gnieźnieńska, Podolany, Opolska.

Powyższe działania realizowane przez Veolię Energię Poznań (szczególnie w ramach ZIT) wpisują się również w program działań inwestycyjnych ujęty w „Planie Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Poznania" (uchwała nr XXV/339/VII/2016 RM Poznania z dn. 23.02.2016 r.), w zakresie następujących zadań:

➔ Działanie nr 1 pt. „Wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe", którego realizacja ma na celu osiągnięcie poprawy efektywności energetycznej w budynkach publicznych i sektorze mieszkaniowym poprzez wybudowanie nowych i modernizację istniejących przyłączy sieci ciepłowniczej. Podmiotem realizującym to zadanie (wskazanym w PGN) jest Veolia Energia Poznań S.A. Termin realizacji: 2014÷2021.
➔ Działanie nr 2 pt. „Efektywna dystrybucja ciepła", którego zakres rzeczowy obejmuje wymianę w każdym budynku grupowych węzłów cieplnych na węzły indywidualne oraz wymianę sieci kanałowych na preizolowane. Efektem tego działania będzie zmniejszenie strat na przesyle oraz oszczędności zużycia energii. Podmiotem realizującym to zadanie (wskazanym w PGN) jest Veolia Energia Poznań S.A. Termin realizacji: 2014÷2021.

Jednym ze szczególnie istotnych działań dokonanych przez Spółkę Veolia na polu poprawy efektywności energetycznej było przeprowadzenie digitalizacji sieci ciepłowniczej w Poznaniu. Cały system telesterowania siecią i węzłami składa się z trzech filarów:

➔ Pierwszy filar – Telemetria Miejskiej Sieci Cieplnej

Telemetria zrealizowana została w oparciu o sterowniki PLC firmy SAIA, które umożliwiają zbieranie ponad 4000 pomiarów (głównie przepływy, ciśnienia, temperatury, pomiary binarne). W wyniku tego działania wdrożono aplikację SCADA (ControlMaestro) i zbudowano szablony synoptyk, a także przekazano dyspozytorom, oprócz możliwości przeglądania parametrów pracy sieci, także możliwość sterowania klapami (odcinanie sekcji) i przepompowniami. Dodatkowo sieć podzielono na strefy, na granicach których umieszczono przepływomierze, celem bilansowania wody wpływającej i wypływającej z danej strefy, co z kolei pozwala na lepszą lokalizację wycieków. W najbliższym czasie wdrożony zostanie również system EDRAL – system detekcji uszkodzeń sieci preizolowanej. Ponadto planowana jest rozbudowa systemu o dodatkowe pomiary, takie jak detekcja gazu (metanu) w komorach. Obecnie czujniki są zamontowane w 10 obiektach, a w trakcie montażu znajduje się kolejne 11 sztuk.

Następnym krokiem będzie monitoring położenia włazów do komór oraz warunki panujące w komorze – temperatura oraz wilgotność, których wzrost może świadczyć o potencjalnym wycieku.

➔ Drugi filar – telemetria węzłów

Telemetryzacja węzłów cieplnych została zrealizowana w oparciu o moduły telemetryczne firmy VECTOR. Dane przesyłane są siecią GSM – przy użyciu technologii GPRS. System obejmuje 100% węzłów cieplnych w Poznaniu, podłączonych do niej jest 6800 ciepłomierzy i ok. 3000 regulatorów. Efektem wdrożenia tego systemu jest:

- podglądanie parametrów pracy węzłów cieplnych, sterowanie parametrami regulatorów pogodowych – możliwość zdalnej zmiany parametrów pracy regulatora (np. w celu optymalizacji pracy węzła bądź na skutek interwencji);
- masowe włączenia i wyłączenia sezonu grzewczego – system pozwala na wysyłkę poleceń sterujących do wszystkich regulatorów – *ad hoc* bądź wg wcześniej zaplanowanego harmonogramu;
- cykliczne odczyty ciepłomierzy – tzw. bilingowanie;
- usługi BES – usługi efektywności energetycznej dla klienta końcowego. Poza aktywnym wpływaniem na pracę węzła (poprzez realizację harmonogramów sterowania), możliwe jest udostępnianie danych klientom końcowym.

➔ Trzeci filar – telemetria rozproszonych źródeł ciepła

System działa w oparciu o sterowniki PLC firmy InVentia. Dane przesyłane są siecią GSM przy użyciu technologii GPRS. Taki sposób zarządzania wykorzystywany jest obecnie w przypadku lokalnych źródeł ciepła w Poznaniu, których właścicielem jest Veolia. W ramach tego systemu oprócz odczytu z blisko 200 ciepłomierzy i 40 przeliczników gazu możliwy jest również podgląd na pracę palników, pomp, czujników ciśnień, czujników zalania itd.

Dzięki tak skonstruowanemu systemowi telemetrycznemu do centrów zarządzania energią docierają on-line informacje z węzłów i magistral. Pozwala to na natychmiastową reakcję na niepożądane spadki temperatury w sieci, a także daje możliwość, aby z wyprzedzeniem przewidzieć ewentualne miejsca wycieków i zapobiec awariom.

Veolia Energia Poznań S.A. w ramach działalności związanej z efektywnością energetyczną realizuje również usługę zarządzania energią w budynkach należących do jej klientów.

Celem tej usługi (zgodnie z informacjami przedstawionymi we wspomnianym wyżej Raporcie z Przeglądu Energetycznego ISO 50001) jest zapewnienie optymalnego zużycia energii przy zachowaniu właściwego komfortu cieplnego w budynkach przy dedykowanych i programowanych zdalnie ustawieniach automatyki, pozwalających na uzyskiwanie oszczędności w zużyciu energii.
Usługa realizowana jest poprzez:

- monitoring zużycia energii, którego priorytetem jest utrzymanie optymalnych warunków zapewniających komfort cieplny,
- optymalizację i regulację parametrów pracy urządzeń, dzięki którym możliwe jest wygenerowanie oszczędności,
- opracowanie pełnego raportu dla obiektu na zakończenie sezonu grzewczego.

Zakładanym efektem ww. działań jest zapewnienie komfortu cieplnego użytkowników przy optymalnym zużyciu energii w taki sposób, aby zmniejszenie zużycia energii w stosunku do sezonu bazowego było dopasowane do parametrów pracy regulatorów w węzłach oraz do sposobu użytkowania budynków.
Powyższa inicjatywa podjęta przez Veolię Energię Poznań wpisuje się w realizację działania pt. „Wprowadzenie systemu zarządzania energią w budynkach użyteczności publicznej i urządzeniach komunalnych (np. wodociągi, oczyszczalnie ścieków)", które ujęte zostało w PGN. W ww. Planie założono, iż przewidywanym efektem realizacji powyższego zadania będzie podniesienie poziomu wiedzy, zwiększenie kwalifikacji pracowników, wzrost świadomości społecznej korzystania z energii, co w rezultacie przyczyni się do poprawy efektywności energetycznej budynków i zmniejszenia kosztów energii wymaganej do ich ogrzania. Jako podmioty realizujące powyższe zadanie PGN wskazuje na Veolię Energię Poznań S.A. oraz AQUANET S.A. Okres jego wdrażania został przyjęty na lata 2014÷2020.

Innym przykładem pożądanych działań w zakresie racjonalizacji wykorzystania ciepła jest dążenie w systemach dystrybucyjnych do powiększania rynku zbytu ciepła, w powiązaniu ze wzrostem wskaźnika mocy zamówionej oraz podniesienie standardu ekologicznego zaopatrzenia w ciepło z dotychczas działających kotłowni lokalnych. Działania te mogą obejmować również przyłączenie do systemu ciepłowniczego odbiorców zaopatrywanych z kotłowni lokalnych, szczególnie węglowych, znajdujących się w ekonomicznie i technicznie uzasadnionej odległości.

Veolia Energia Poznań w ramach realizowanego projektu „Kermit" przyłączyła do msc na przełomie lat 2017 i 2018 następujące niskoefektywne energetycznie gazowe kotłownie lokalne i indywidualne z terenu Poznania (wg informacji z Raportu z Przeglądu Energetycznego ISO 50001…- j.w.):

- kotłownia przy ul. Górki 17;
- kotłownia przy ul. Modra 17;
- kotłownia przy ul. Wierzbięcice 45;
- kotłownia przy ul. Grottgera 7/8;
- kotłownia przy ul. Wierzbięcice 37;
- kotłownia przy ul. Wybickiego 13/14;

- kotłownia przy ul. Wenecjańska 2/4;
- kotłownia przy ul. Pl. Kolegiacki 8/9;
- kotłownia przy ul. Robocza 33;
- kotłownia przy ul. Szamarzewskiego 4/6;
- kotłownia przy ul. Marcinkowskiego 21;
- kotłownia przy ul. Calliera 5;
- kotłownia przy ul. Witosława 3E;
- kotłownia przy ul. Mostowa 35;
- kotłownia przy ul. Szpitalna 26.

Według danych Veolii w wyniku realizacji tego Projektu uzyskano efekt w postaci zmniejszenia zużycia energii końcowej o ok. 2,8 TJ/rok, co w przeliczeniu na tony oleju ekwiwalentnego daje redukcję o ok. 67,4 toe/rok.

Jak wynika z powyższego, Veolia Energia Poznań S.A. jako przedsiębiorstwo energetyczne działające na terenie Poznania w zakresie produkcji i dystrybucji energii cieplnej – prowadzi aktywną politykę w dziedzinie racjonalizacji wytwarzania jak i wykorzystania energii, podejmując szereg inicjatyw i przedsięwzięć inwestycyjnych w celu zwiększenia efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego miasta. Rola Miasta tak w wypadku sieci ciepłowniczej, jak i źródeł ciepła systemowego, ukierunkowana powinna być na minimalizację skutków finansowych dla odbiorcy energii oraz maksymalizację efektów ekologicznych.

12.3.1.3 Możliwości zastosowania odnawialnych nośników energii w systemie ciepłowniczym

Aktualnie spośród wielu działań zmierzających do modernizacji źródeł ciepła w kierunku ograniczenia emisji zanieczyszczeń, interesującym technicznie oraz zasadnym ekonomicznie jest zastosowanie biomasy jako drugiego (obok węgla) paliwa spalanego w kotle.

Ze względu na swoje parametry energetyczne 14/1/0,01 (wartość opałowa w MJ/kg / procentowa zawartość popiołu / procentowa zawartość siarki) biomasa jest coraz szerzej używana do uszlachetniania węgla poprzez zastosowanie technologii współspalania węgla i biomasy (co-firing). Proces ten jest coraz bardziej popularny na świecie ze względu na wprowadzanie w wielu krajach (głównie wysoko-rozwiniętych) ostrzejszych norm na emisję gazów odlotowych ze źródeł ciepła, a zwłaszcza wobec emisji związków siarki. Współspalanie węgla i biomasy stosuje się w EC Karolin. Tego typu wykorzystanie paliw, z uwagi na zastosowanie w dużym źródle urządzeń ochrony powietrza (wysokosprawne odpylanie), nie ma wpływu na poziom zanieczyszczeń pyłowych w mieście.

Mieszanie węgla z granulatem z biomasy znacznie obniża stężenie siarki zarówno w paliwie, jak i w spalinach i może powodować zmianę kierunku inwestowania – nie w kosztowne urządzenia do „odsiarczania" spalin, a w granulację biomasy.

Innym sposobem wykorzystania biomasy oraz odpadów ulegających biodegradacji jest ich przeróbka na biogaz w procesie fermentacji anaerobowej. Uzyskany biogaz może być spalany w kotle zasilającym lokalny system ciepłowniczy, bądź rozprowadzany sieciowo do indywidualnych instalacji odbiorczych.

Wykorzystanie lokalnych zasobów, tj. m.in. takich jak osady ściekowe i części palne odpadów komunalnych (paliwo alternatywne RDF), może w przyszłości potencjalnie stanowić

istotny kierunek paliwowej dywersyfikacji układu zasilania miasta w ciepło. Wykorzystanie tych nośników przyniesie oprócz dywersyfikacji układu zasilania, podniesienie poziomu niezależności energetycznej i bezpieczeństwa zasilania oraz przyczyni się, przy zastosowaniu odpowiedniej technologii, do ochrony środowiska naturalnego.
Aktualnie na terenie Poznania funkcjonuje od 2016 roku Instalacja Termicznego Przekształcania Frakcji Resztkowej Odpadów Komunalnych (ITPOK), której właścicielem jest SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. Szczegółowy opis instalacji znajduje się w rozdz. 13.6. ITPOK produkuje i sprzedaje ciepło w gorącej wodzie do miejskiego systemu ciepłowniczego. Moc zamówiona przez msc wynosi 10 MW, a sprzedaż ciepła do msc za rok 2017 wyniosła 267 TJ.

Z uwagi na fakt, iż OZE produkują ciepło niskotemperaturowe, każdorazowa modernizacja grupowej stacji wymienników ciepła i sieci z nich zasilanych winna być poprzedzona stosowną analizą dotyczącą możliwości wykorzystania tych źródeł. Takie podejście wpisuje się w ideę współpracy systemu ciepłowniczego ze źródłami lokalnymi i dywersyfikację źródeł zasilania msc.

12.3.2 Racjonalizacja użytkowania energii w źródłach ciepła poza systemem

W skali całego miasta istotnym problemem związanym z dbałością o podniesienie standardu czystości środowiska naturalnego jest likwidacja tzw. „niskiej emisji" pochodzącej z ogrzewań piecowych i przestarzałych kotłowni węglowych. Dalsze funkcjonowanie lub modernizacja tych źródeł będzie zależała głównie od sytuacji ekonomicznej i świadomości ekologicznej właścicieli.

W Poznaniu obowiązuje „Program ochrony powietrza w zakresie pyłu PM10 oraz B(a)P dla strefy aglomeracja poznańska, którego integralną część stanowi plan działań krótkoterminowych w zakresie pyłu PM10" (Uchwała nr XI/316/15 Sejmiku Woj. Wlkp z dn. 26.10.2015 r.), ukierunkowujący działania mające na celu poprawę jakości powietrza atmosferycznego na terenie miasta Poznania, m.in. na:

- rozbudowę centralnych systemów zaopatrywania w energię cieplną,
- zmianę paliwa na inne o mniejszej zawartości popiołu lub zastosowanie energii elektrycznej, względnie indywidualnych źródeł energii odnawialnej,
- zmniejszanie zapotrzebowania na energię cieplną poprzez ograniczanie strat ciepła (termomodernizacja budynków),
- zmianę technologii i surowców stosowanych w rzemiośle, usługach i drobnej wytwórczości wpływającą na ograniczanie emisji pyłu zawieszonego,
- wspieranie rozwiązań proekologicznych w zakresie transportu (np. wspieranie stacji ładowania pojazdów elektrycznych),
- ograniczenie emisji pyłu zawieszonego PM10 i B(a)P poprzez optymalne sterowanie procesem spalania i podnoszenie sprawności procesu produkcji energii,
- stosowanie technik odpylania, odsiarczania i odazotowania spalin o dużej efektywności,
- stosowanie odnawialnych źródeł energii,
- zmniejszenie strat przesyłu energii.

Powyższe będzie również bezpośrednio przekładać się na efekty w zakresie oszczędności paliw i energii.
Działania przedstawione powyżej wyczerpują zdefiniowany w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku" zakres najważniejszych elementów polityki energetycznej realizowanych na szczeblu regionalnym i lokalnym. Przewiduje się, że ich finansowanie nastąpi z udziałem dofinansowania ze środków pozyskanych m.in. z Narodowego i Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

12.3.2.1 Kotłownie lokalne

Racjonalizacja działań w przypadku kotłowni lokalnych powinna być ukierunkowana na:

- likwidację niskosprawnych kotłowni węglowych,
- wymianę kotłów na nowoczesne, o wyższym poziomie sprawności,
- zastosowanie zmiany paliwa

oraz tam, gdzie to możliwe,

- wprowadzenie dodatkowych instalacji umożliwiających wspomagająco wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Przedsiębiorstwo Veolia Energia Poznań S.A. eksploatuje na terenie miasta 29 kotłowni lokalnych opalanych gazem ziemnym (stan na koniec 2017 r.). W okresie 2014÷2017 w ramach planowanych działań Spółka Veolia zlikwidowała 57 kotłowni o łącznej mocy zainstalowanych kotłów ponad 32 MW i zapotrzebowaniu mocy na poziomie ok. 27 MW. Przeważnie były to kotłownie gazowe. Kotłownie przyłączone zostały do msc. Łączne zapotrzebowanie ciepła w zidentyfikowanych nowych węzłach cieplnych, których lokalizacja odpowiada zlikwidowanym kotłowniom, wynosi ok. 14 MW. Przedsiębiorstwo przewiduje kontynuację ww. działań.
Oprócz kotłowni znajdujących się w gestii dystrybutora ciepła na terenie Poznania zinwentaryzowano ponad 200 źródeł ciepła będących własnością innych podmiotów (m.in. miasta, przedsiębiorstw prywatnych itp.). Połowa z ww. kotłowni zainstalowanych jest w obiektach oświaty, komunalnych, ochrony zdrowia, kultury lub tp. Znakomita większość z nich ogrzewana jest za pomocą gazu ziemnego i brak wśród nich obiektów opalanych węglem.
O funkcjonowaniu lub modernizacji kotłowni znajdujących się w prywatnych rękach decyduje głównie sytuacja ekonomiczna i świadomość ekologiczna społeczeństwa. W tym wypadku Miasto również może dążyć do poprawy sytuacji poprzez działania związane z podnoszeniem świadomości ekologicznej mieszkańców oraz działania preferujące przedsiębiorstwa oraz indywidualnych konsumentów energii cieplnej, które zrezygnują z dotychczasowego sposobu zasilania paliwem stałym na rzecz bardziej ekologicznego sposobu ogrzewania.
Jednocześnie w sytuacji stale rosnących cen nośników energii – gazu i oleju, alternatywnym rozwiązaniem do kotłowni gazowych lub olejowych staje się modernizacja istniejącego przestarzałego źródła na nowoczesne rozwiązania na bazie węgla, tj. m.in.:

- ➔ bezobsługowe kotły wyposażone w palniki niskoemisyjne i automatyczny system dozowania paliwa oparty o podajnik ślimakowy z odpowiednio skonstruowanym zasobnikiem węgla;
- ➔ nowoczesne kotły rusztowe ze specjalnymi wentylatorami wspomagającymi dopalanie paliwa oraz instalacjami redukującymi emisję zanieczyszczeń.

12.3.2.2 Indywidualne źródła ciepła

Indywidualne źródła ciepła zlokalizowane na terenie Poznania niejednokrotnie stanowią paleniska opalane paliwem stałym, takim jak węgiel czy miał węglowy. Wytwarzanie energii cieplnej w oparciu o węgiel kamienny w indywidualnych źródłach ciepła stanowi główne źródło powstawania tzw. „niskiej emisji". Jest ona szczególnie uciążliwa dla środowiska oraz zdrowia ludzi i pogłębia się w związku ze zjawiskiem częstych praktyk spalania w piecach i kotłach indywidualnych nie tylko węgla, ale również różnego rodzaju odpadów.

Działania racjonalizacyjne powinny zostać ukierunkowane na likwidację ogrzewań piecowych, wymianę wyeksploatowanych kotłów węglowych na bardziej efektywne, zastosowanie m.in. kotłów gazowych oraz wprowadzenie dodatkowych instalacji umożliwiających wspomagająco wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (kolektory słoneczne oraz pompy ciepła).
Istotnym jest ukierunkowanie na promocję działań zapewniających wzrost efektywności energetycznej obiektów. Działania termomodernizacyjne obiektów, czy też promocja odnawialnych źródeł energii, przełożą się na ograniczenie zużycia nośników energii na cele grzewcze. Przed podjęciem działań inwestycyjnych wymagane jest potwierdzenie wielkości energetycznych poszczególnych obiektów w celu określenia ich dokładnego zapotrzebowania na moc cieplną, która przekłada się na wielkości i koszty projektowanych urządzeń – wykorzystanie wyników audytu energetycznego.
Aktualnie na terenie Poznania podejmowane są liczne inicjatywy i przedsięwzięcia, których wymiernym efektem jest likwidacja nieefektywnych źródeł opalanych paliwem stałym oraz obniżenie / likwidacja emisji zanieczyszczeń do powietrza z energetycznego spalania paliw. Są to m.in.:

- ➔ Program KAWKA Bis, w ramach którego możliwe jest pozyskanie środków finansowych (m.in. przez – osoby fizyczne, wspólnoty mieszkaniowe, przedsiębiorców) na likwidację piecy i kotłów węglowych oraz zastąpienie ich pompami ciepła, źródłami opalanymi gazem, olejem opałowym, energią elektryczną lub podłączenie do msc (szczegółowy opis tych działań oraz uzyskanych efektów ekologiczno-energetycznych znajduje się w rozdz.16.3);
- ➔ modernizacja energetyczna miejskich budynków w zabudowie mieszkaniowej oraz użyteczności publicznej w zakresie zmiany sposobu ogrzewania, ocieplenia, wymiany stolarki okiennej i drzwiowej – zwiększająca efektywność energetyczną obiektów (szczegółowy opis tych działań znajduje się w rozdz.12.2.2);
- ➔ projekt „Trzymaj ciepło!" realizowany przez UM Poznań przy współpracy z Veolią, motywujący mieszkańców Poznania do podjęcia działań termomodernizacyjnych (szczegółowy opis projektu znajduje się w rozdz.12.4.2.);
- ➔ kampanie i inicjatywy edukacyjne (np. serwis „Energia w mieście", Poznański Dzień Energii) organizowane przez władze miasta w celu popularyzacji działań racjonalizujących wykorzystanie i zużycie energii (szczegółowy opis znajduje się w rozdz.12.4.3.).

12.3.3 Racjonalizacja użytkowania ciepła u odbiorców

Racjonalizację w omawianym obszarze można rozumieć przede wszystkim jako realizowanie działań prowadzących do jego oszczędnego używania, co sprowadza się głównie do zmniejszenia zapotrzebowania obiektu na ciepło.
W przypadku budowy nowych obiektów wprowadzane zmiany technologiczne sprowadzają się do zastosowania nowych, łatwych, prostych w obsłudze konstrukcji, nowych materiałów o polepszonych właściwościach technicznych. Ogólny proces zmian prowadzonych w nowoczesnym budownictwie prowadzi do:

- uzyskania obiektu o prostym i krótkotrwałym procesie prowadzenia budowy;
- korzystania z nowych lub ulepszonych materiałów o dobrych parametrach zarówno konstrukcyjnych jak i termicznych;
- uzbrojenia budynku w instalacje wewnętrzne wykonane w nowoczesnym systemie;
- uzbrojenia budynku w urządzenia o wysokim stopniu sprawności.

Nowo budowane obiekty winny spełniać oczekiwania użytkownika w zakresie wyglądu, funkcjonalności, a przede wszystkim w zakresie niskich kosztów użytkowania.

W przypadku istniejących obiektów budowlanych prowadzi się działania modernizacyjne polegające na wymianie poszczególnych elementów budynku, wprowadzanie działań poprawiających izolacyjność jego przegród zewnętrznych, tj. zmniejszenie strat ciepła np. w wyniku likwidacji nieszczelności. W procesie modernizacyjnym wprowadza się już istniejące ulepszone i nowe technologie. Należy zaznaczyć, że każdy element obiektu budowlanego posiada własny okres użytkowania, przez który spełnia swoje właściwości. Modernizacja obiektów budowlanych jest prowadzona w określonym zakresie i w stosunku do tych elementów, w których ze względów technicznych można dokonać częściowej lub całkowitej wymiany.
Jednym z działań w zakresie zmniejszenia zapotrzebowania cieplnego budynku jest prowadzenie działań termomodernizacyjnych. Termomodernizacja to poprawienie istniejących cech technicznych budynku w celu uzyskania zmniejszenia zapotrzebowania ciepła do ogrzewania. Termomodernizacja obejmuje zmiany budowlane oraz zmiany w systemie ogrzewania.

Przy wyborze potencjalnych działań termomodernizacyjnych należy zwrócić uwagę na poniższe istotne zagadnienia:

- ➔ każdy budynek wymaga indywidualnego potraktowania – nie tyle chodzi tu o dobór parametrów projektowych, a o sprawdzenie czy występują szczególnie newralgiczne miejsca (mostki cieplne, miejsca przemarzania itp.). Z tego tytułu termomodernizacja każdego budynku winna być poprzedzona audytem energetycznym, który (poza doborem optymalnego rozwiązania) powinien również służyć sprawdzeniu występowania wspomnianych miejscowych usterek cieplnych. Koszt takiego audytu zostaje uwzględniony w określaniu kosztu koniecznych działań termomodernizacyjnych;
- ➔ element poddany termomodernizacji musi znajdować się w odpowiednim stanie technicznym – docieplane ściany muszą być wolne od głuchych tynków, podciekań lub podpełzań wilgoci itp. Zatem audytowi energetycznemu winien towarzyszyć audyt ogólno-

budowlany, a prace termomodernizacyjne winny być, stosownie do potrzeb, poprzedzone pracami remontowymi.

Przed podjęciem działań inwestycyjnych mających na celu racjonalizację użytkowania energii na cele ogrzewania (termomodernizację) wymagane jest określenie ich zakresu oraz potwierdzenie zasadności na drodze audytu energetycznego.

12.3.3.1 Działania termomodernizacyjne prowadzone przez właścicieli i eksploatatorów zasobów mieszkaniowych wielorodzinnych

Poniżej przedstawiono skróconą charakterystykę zasobów mieszkalnych, w szczególności dotyczącą zasobów komunalnych. Przytoczone informacje przedstawione zostały przez administratorów zasobów mieszkaniowych, którzy odpowiedzieli na akcję ankietową przeprowadzoną w ramach opracowania APZ Poznań 2018.

Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Mieszkaniowej S.A.

Przedsiębiorstwo posiada w swoim administrowaniu 424 budynki mieszkalne o łącznej powierzchni ponad 607,8 tys. m^2, wybudowane w latach 1800 do 2014. Z powyższej liczby budynków ponad 46% podłączonych jest obecnie do miejskiej sieci ciepłowniczej, a ponad 36% do lokalnych kotłowni gazowych. Natomiast w ponad 17% budynków istnieją jeszcze ogrzewania przy pomocy pieców węglowych. Wg otrzymanych informacji w latach 2014÷2017 wykonano następujące działania termomodernizacyjne:

- docieplono ściany w 16 budynkach;
- ocieplono dach w 10 budynkach;
- wymieniono stolarkę okienną w ok. 10 budynkach;
- wymieniono stolarkę drzwiową w 3 budynkach;
- w 1 budynku zamontowano zawory termostatyczne na grzejnikach;
- podłączono do systemu ciepłowniczego 5 budynków (c.o.+c.w.u.).

Spółka nie przedstawiła planów w zakresie działań termomodernizacyjnych na najbliższe lata.

Zarząd Komunalnych Zasobów Lokalowych sp. z o.o.

Spółka zarządza lokalami mieszkalnymi w budynkach komunalnych o łącznej powierzchni użytkowej ponad 291,6 tys. m^2 (5 412 mieszkań) oraz lokalami użytkowymi o powierzchni ponad 180,5 tys. m^2. Ponad 53% mieszkań wyposażonych jest w instalacje c.o., a ok. 38% w c.w.u.

Nie otrzymano informacji na temat wykonanych i planowanych działaniach termomodernizacyjnych.

Poznańskie Towarzystwo Budownictwa Społecznego Sp. z o.o.

Spółka posiada w swoim administrowaniu 60 budynków mieszkalnych (3 167 mieszkań o łącznej powierzchni 161,1 tys. m^2), wybudowane w latach 1999 do 2015. Z powyższej liczby budynków – 56 (ok. 93%) podłączonych jest obecnie do miejskiej sieci ciepłowniczej, a pozostałe do lokalnych kotłowni gazowych. W latach 2014-2017 PTBS nie przeprowadziło na tych budynkach działań termomodernizacyjnych. Natomiast w roku 2015

przeprowadzono modernizację jednej z kotłowni, której efektem było zmniejszenie mocy z 345 na 197 kW.

Spółdzielnia Mieszkaniowa „ZRZESZENI"

Spółdzielnia posiada w administrowaniu 20 budynków mieszkalnych (437 mieszkań o łącznej powierzchni 33,6 tys. m^2), wybudowane w latach 1990 do 1995. Wszystkie budynki są podłączone do miejskiej sieci ciepłowniczej.
Z tytułu czasu powstania zasobów, obecnie prawdopodobnie niekonieczne są na tych budynkach działania termomodernizacyjne.

Spółdzielnia Mieszkaniowa BLOK

SM posiada 18 budynków mieszkalnych (1 070 mieszkań o łącznej powierzchni około 50,4 tys. m^2), wybudowanych w latach 1959 do 1998. Z powyższej liczby budynków – 1 podłączony jest do lokalnej kotłowni gazowej, 2 budynki posiadają ogrzewanie indywidualne, a pozostałe budynki podłączone są do miejskiej sieci ciepłowniczej. Wg otrzymanych informacji w latach 2014÷2017 roku wykonano następujące działania termomodernizacyjne:

- ➔ docieplono całkowicie przegrody zewnętrzne w 12 budynkach;
- ➔ docieplono częściowo przegrody zewn. w 5 budynkach;
- ➔ wymiana stolarki w zasobach spółdzielni odbywa się indywidualnie;
- ➔ na grzejnikach zamontowano zawory termostatyczne wraz z podzielnikami kosztów we wszystkich budynkach.

Spółdzielnia planuje do 2025 roku podłączenie do msc 2 budynków.

W przypadku budownictwa wielorodzinnego widoczne jest zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło z miejskiego systemu ciepłowniczego, co zdecydowanie świadczy o podejmowaniu w tym sektorze działań racjonalizujących wykorzystanie energii, w tym również szeroko zakrojonej termomodernizacji zasobów mieszkaniowych.

12.3.3.2 Działania w zabudowie mieszkaniowej jednorodzinnej

Wg terminologii zawartej w art. 3 punkt 2a ustawy Prawo budowlane przez budynek mieszkalny jednorodzinny należy rozumieć budynek wolno stojący 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 termomodernizacji, jaką przedstawiono już powyżej.

Ogólna dostępność i szeroka możliwość wyboru na rynku różnych systemów ogrzewania budownictwa indywidualnego oraz możliwość korzystania z form wspomagających finan-

sowo 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 lub tp.
Należy zaznaczyć, że nowe kotły są wsparte pełną automatyką, która umożliwia indywidualną korektę oczekiwanej temperatury w pomieszczeniu, jak też wprowadzenie programu umożliwiającego pracę systemu w określonym przedziale czasowym. System pozwala dostosować zmienne oczekiwane temperatury w pomieszczeniu w różnych godzinach doby.

Użytkownicy obiektów jednorodzinnych, posiadają aktualnie szeroki zakres dostępności do nowych technologii w zakresie działań wpływających na zmniejszenie zapotrzebowania budynku na ciepło oraz kosztów eksploatacji, przy zachowaniu właściwego komfortu cieplnego. W nowym budownictwie jednorodzinnym zwiększa się stopień obiektów, które wykorzystują niekonwencjonalne i odnawialne źródła energii.
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 o tematyce budowlanej.

Właściciele obiektów jednorodzinnych, również mogą ubiegać się o istniejące formy wsparcia przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Istniejące możliwości wsparcia finansowego działań w zakresie racjonalizacji ciepła to:

- ➔ zakres wsparcia wynikający z ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (tekst jednolity: Dz.U. 2018 poz. 966), w tym szczególnie - przewidywana w tym roku (2018) - nowelizacja ww. ustawy,
- ➔ program priorytetowy „Czyste Powietrze”,
- ➔ szeroki rynek kredytowy (np. tzw. kredyty remontowe) istniejący na rynku bankowym.

Aktualnie (październik 2018 r.) w Sejmie odbywa się II-gie czytanie projektu nowelizacji ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów. Celem noweli jest wprowadzenie szeregu rozwiązań, które umożliwią termomodernizację 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 cieplną, 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.
Nowelizacja ww. ustawy winna stworzyć podstawy prawne do wdrożenia programu wsparcia dla budynków jednorodzinnych należących do osób ubogich, w zakresie wymiany lub likwidacji niespełniających standardów emisyjnych urządzeń grzewczych w postaci kotłów na paliwo stałe, jak również termomodernizacji tych obiektów. Osoby, na rzecz których realizowane będą powyższe przedsięwzięcia, co do zasady nie będą ponosiły jakichkolwiek kosztów z tytułu takiej wymiany. Jednakże projektowane przepisy dopuszczają 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.
Z racji tego, że projektowana regulacja dotyczy osób dotkniętych ubóstwem energetycznym, celowym jest również zapewnienie spójności systemowej także w sferze prawa podatkowego. Z tego względu przewidywana jest także zmiana w ustawie z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych polegająca na uwzględnieniu wprowadzanych rozwiązań w przepisach prawa, które przewidują zwolnienia od podatku dochodowego od osób fizycznych. 2-go października 2018 roku rząd skierował do Sejmu projekt ustawy w tej sprawie (nowelizacja ustawy o PIT, ustawy o ryczałcie). Z projektu tej ustawy wynika, że wprowadzona zostanie ulga termomodernizacyjna na ocieplenie domów i wymianę starych kotłów grzewczych na ekologiczne, z której będą mogli skorzystać – pod pewnymi warunkami – „podatnicy podatku PIT opłacający podatek według skali podatkowej, 19% stawki podatku oraz opłacający ryczałt od przychodów ewidencjonowanych, będący właścicielami lub współwłaścicielami jednorodzinnych budynków mieszkalnych, ponoszący wydatki na realizację przedsięwzięć termomodernizacyjnych”. Projekt zakłada, że odliczeniu od dochodu (przychodu) będzie podlegało 23% wydatków w okresie realizacji przedsięwzięcia, nie więcej jednak niż 53 tys. zł. Ulga termomodernizacyjna miałaby zacząć obowiązywać od 2019 r.

Kolejnym nowym instrumentem wsparcia dla działań termomodernizacyjnych w budynkach jednorodzinnych jest uruchomiony we wrześniu 2018 r. Program Priorytetowy „Czyste Powietrze”. 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.
Minimalny koszt dofinansowania projektu wynosi 7 tysięcy złotych. Maksymalny możliwy koszt, od którego liczona jest dotacja, to 53 tysiące złotych. Jeśli koszty realizacji inwesty-

cji przekroczą 53 tysiące złotych, dodatkowe koszty mogą być dofinansowane w formie pożyczki.
Nabór wniosków prowadzony jest w trybie ciągłym przez właściwe terenowo Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. WFOŚiGW w Poznaniu ogłosił nabór wniosków w ramach programu „Czyste Powietrze" trwający w terminie od dnia 19.09.2018 r. do dnia 30.06.2027 r. (http://www.wfosgw.poznan.pl/ogloszenie-o-naborze-ramach-programu-priorytetowego-czyste-powietrze/). Jednocześnie trwają cykliczne spotkania informacyjne w poszczególnych gminach, organizowane przez Ministerstwo Środowiska, a dotyczące zasad korzystania ze wsparcia oferowanego w Programie „Czyste Powietrze".
Termin realizacji Programu przewidziano na lata 2018÷2029, przy czym zakończenie wszystkich prac projektowych objętych umową powinno nastąpić nie później niż do dnia 30.06.2029 r.

12.3.3.3 Działania w obiektach użyteczności publicznej

Poznań jako stolica województwa wielkopolskiego jest dużym centrum administracyjno-publicznym. Na jego terenie znajduje się znaczna liczba obiektów użyteczności publicznej (m.in.: budynki administracji publicznej, szkoły, hale widowiskowe, obiekty ochrony zdrowia, sportowe, kulturalne itp.). Miasto jest także znacznym ośrodkiem akademickim – na jego terenie funkcjonuje kilka wyższych uczelni.

Zlokalizowane obiekty użyteczności publicznej w obszarze miasta charakteryzują się szerokim zakresem architektonicznym i z tego względu przeprowadzenie szczegółowej analizy efektów cieplnych w stosunku do tych obiektów jest utrudnione. 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.
Działania Miasta w zakresie racjonalnego użytkowania energii i jej nośników, w tym również ciepła, w obiektach i obszarach będących w gestii władz samorządowych, zostały szeroko przedstawione już wcześniej, przy okazji opisu wykorzystania przez Miasto możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej.

Kilkuprocentowe zaledwie roczne wzrosty zapotrzebowania na ciepło z msc w grupie odbiorców obejmujących omawiane obiekty w ogólnym rozrachunku są wynikiem zarówno spadku zapotrzebowania wynikającego z podjętych działań termomodernizacyjnych, jak i podłączania do sieci odbiorców rezygnujących z dotychczasowego zaopatrzenia w ciepło na rzecz ciepła systemowego oraz podłączenia obiektów nowo powstałych.

Zważywszy na dotychczasowy wysoki poziom zaawansowania działań racjonalizacyjnych oraz wynikające z nich redukcje zapotrzebowania ciepła, można stwierdzić, że chociaż zapewne w mniejszym tempie i zakresie, to jednakże przedsięwzięcia te będą kontynuowane.

12.3.4 Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych

Analiza instrumentów służących racjonalizacji użytkowania paliw gazowych na terenie miasta Poznania obejmuje następujące obszary działań:

- ➔ przesył paliwa gazowego do miejsca użytkowania;
- ➔ dystrybucja paliwa gazowego;
- ➔ wykorzystanie paliw gazowych.

12.3.4.1 Zmniejszenie strat gazu w systemie dystrybucji

Racjonalizacja użytkowania gazu związana z jego dystrybucją sprowadzają się do działań związanych ze zmniejszeniem strat gazu.

Straty gazu w sieci dystrybucyjnej spowodowane są głównie przez:

- ➔ nieszczelności na armaturze – dotyczy to zarówno samej armatury i jak i jej połączeń z gazociągami (połączenia gwintowane lub przy większych średnicach kołnierzowe); 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 trojakiego rodzaju znaczenie:

- ➔ 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 większy 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 Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu. Sieci innych przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją gazu mają w Poznaniu marginalne znaczenie.
Wg oceny danych pozyskanych od PSG Sp. z o.o., działania związane ze zmniejszeniem strat gazu w systemie były systematycznie realizowane.

Ze względu na fakt, że w warunkach zabudowy miejskiej, zwłaszcza na terenach śródmiejskich, bardzo istotne znaczenie mają koszty związane z zajęciem pasa terenu, uzgodnieniem prowadzenia różnych instalacji podziemnych oraz zwłaszcza z odtworzeniem nawierzchni, celowym jest, aby wymiana instalacji podziemnych różnych systemów (gaz, woda, kanalizacja, kable energetyczne i telekomunikacyjne lub tp.) była prowadzona w sposób kompleksowy.

12.3.4.2 Racjonalizacja wykorzystania paliw gazowych

Jak to opisano w rozdziale 6, paliwa gazowe w mieście Poznaniu są wykorzystywane na następujące cele:

- wytwarzanie ciepła (w postaci gorącej wody lub pary);
- bezpośrednie 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;
- stosowanie zapalaczy iskrowych zamiast dyżurnego płomienia (dotyczy to przede wszystkim małych kotłów gazowych stosowanych jako indywidualne źródła ciepła), efekt ten ma szczególnie istotne znaczenie przy mniejszych obciążeniach cieplnych kotła;
- 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 spalania gazu jest większa od 100%). Jednak ich stosowanie wymaga niskotemperaturowego układu odbioru ciepła oraz układu do neutralizacji i odprowadzenia kondensatu.

Najważniejsze kierunki zmian zapotrzebowania na gaz będą polegały na kontynuacji:

- działań racjonalizujących zużycie gazu na cele ogrzewania u istniejących odbiorców (zarówno po stronie samego wytwarzania ciepła jak i w dalszej kolejności ogrzewania);
- przechodzenia odbiorców korzystających z innych rodzajów ogrzewania na ogrzewanie gazowe – będzie się ono odbywać stopniowo i ze względu na rozproszony charakter tego procesu, nie zostanie w pełni zrealizowane. Ponadto dla części przypadków odbiorcy zostaną przyłączeni do systemu ciepłowniczego;
- stopniowego odchodzenia od wykorzystania gazu do celów przygotowania posiłków, co będzie wynikało z kilku przyczyn:
  - konieczność remontów wewnętrznych instalacji gazowych spowoduje koszty, które przy wykorzystaniu gazu tylko na cele kuchenne nie będą miały uzasadnienia ekonomicznego (taniej będzie przystosować instalację elektryczną),
  - cena gazu dla odbiorców grupy taryfowej W-1 będzie rosła szybciej niż przeciętna dla gazu, a udział opłaty stałej może się zwiększyć,

- istniejące urządzenia elektryczne, zwłaszcza specjalistyczne, stanowią atrakcyjną konkurencję wobec kuchni gazowych czy nawet gazowo-elektrycznych;

➔ przyłączania odbiorców nowo powstałych.

12.3.5 Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej

Analiza instrumentów służących racjonalizacji użytkowania energii elektrycznej na terenie miasta Poznania obejmuje następujące obszary działań:

➔ dystrybucja energii elektrycznej;

➔ wykorzystanie energii elektrycznej.

12.3.5.1 Ograniczenie strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym

Do głównych kierunków zmniejszania strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym należy zaliczyć:

➔ zmniejszenie strat przesyłowych w liniach energetycznych,

➔ zmniejszenie strat jałowych w stacjach transformatorowych.

Zmniejszaniu strat przesyłowych w liniach energetycznych będzie sprzyjać ujednolicenie zróżnicowanego jeszcze systemu średnich napięć, tj. przechodzenie w niektórych rejonach miasta z zasilania na napięciu 6 kV na napięcie 15 kV – tym samym mocom będą towarzyszyły mniejsze prądy. Powyższe jest argumentem przemawiającym za przechodzeniem w sieciach średniego napięcia miasta Poznania, w miejscach gdzie jest to możliwe, na zasilanie na poziomie 15 kV.

W zakresie stacji transformatorowych zagadnienie zmniejszania strat rozwiązywane jest przez ENEA Operator sp. z o.o. 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 dystrybutora.

Stwierdza się, że podmiotami w całości odpowiedzialnymi za zagadnienia związane ze zmniejszeniem strat w systemie dystrybucji energii elektrycznej na obszarze miasta są przedsiębiorstwa dystrybucyjne (ENEA Operator sp. z o.o., „PKP Energetyka” S.A.).

12.3.6 Poprawienie efektywności wykorzystania energii elektrycznej

Głównymi kierunkami wykorzystania energii elektrycznej są:

➔ napęd silników elektrycznych;

➔ ogrzewanie elektryczne;

➔ oświetlenie;

➔ zasilanie urządzeń elektronicznych.

Z punktu widzenia poprawy efektywności wykorzystania energii elektrycznej, działania dotyczące modernizacji samych silników elektrycznych są mało atrakcyjne – należy zwracać raczej uwagę na wymianę całego urządzenia, które jest napędzane tym silnikiem, a to należy zaliczyć do działań związanych z poprawą efektów stosowania energii elektrycznej.

Przy napędach elektrycznych należy zwrócić uwagę na możliwość oszczędzania energii elektrycznej poprzez zastosowanie regulacji obrotów silnika w zależności od aktualnych potrzeb (np. przy pomocy falowników) oraz na dbałość, aby napędy elektryczne nie były przewymiarowane i pracowały z optymalną sprawnością.

Okresy pracy większych odbiorników energii elektrycznej należy, w miarę możliwości, przesuwać na godziny poza szczytem – w strefach pozaszczytowych zmniejszają się koszty ponoszone w związku z użytkowaniem energii elektrycznej.

Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego
Na podstawie wniosków z analizy dotychczas prowadzonych działań w tym zakresie można stwierdzić, że już modernizacja oświetlenia poprzez samą zamianę źródeł światła (elementu świecącego i oprawy) stwarza duże możliwości oszczędzania. Zgodnie z art. 18 ust. 1 pkt 2) i pkt 3) ustawy Prawo energetyczne do zadań własnych miasta należy planowanie i finansowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na jej terenie.
Przy doborze odpowiedniego oświetlenia istotne są parametry i koszty eksploatacji systemu oświetleniowego. Nie bez znaczenia jest tutaj poczucie bezpieczeństwa mieszkańców. Obecnie istnieje wiele nowoczesnych materiałów i technologii umożliwiających uzyskanie odpowiedniej jakości oświetlenia. Nastąpił rozwój lamp wysokoprężnych sodowych z coraz to mniejszymi mocami. Poważne możliwości kryją się w zastosowaniu technologii LED. Istotnym czynnikiem doboru prawidłowego oświetlenia jest również energooszczędność. Źródła światła powinny przy możliwie małej ilości dostarczanej energii elektrycznej, posiadać wysoką skuteczność świetlną. Obecnie nie stanowi problemu wybór prawidłowego oświetlenia. Na rynku jest wielu krajowych i zagranicznych producentów opraw oświetleniowych, które doskonale sprawdzają się w warunkach zewnętrznych.

Wg efektów kompleksowej modernizacji oświetlenia ulicznego w innych gminach w kraju, całkowita modernizacja oświetlenia może przynieść ograniczenie zużycia energii na poziomie około 50%, co w sposób oczywisty uzasadnia konieczność dynamicznej realizacji działań modernizacyjnych.

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.

Na obszarze Poznania funkcjonuje łącznie 45 490 punktów świetlnych będących w gestii Zarządu Dróg Miejskich w Poznaniu, za które Miasto ponosi koszty związane ze zużyciem energii oraz ich konserwacji. Z powyższej liczby 34 592 punkty o łącznej mocy zainstalo-

wanej ok. 4,95 MW stanowią własność spółki ENEA Oświetlenie sp. z o.o., która na swoim majątku wykonuje prace konserwacyjne. W przypadku 10 898 punktów, stanowiących własność ZDM, prace konserwacyjne wykonuje firma wyłaniana w corocznym przetargu.
ENEA Oświetlenie Sp. z o.o. przeprowadziła w latach 2014÷2017 modernizację łącznie 1 180 opraw, w wyniku czego zmniejszyła się moc zainstalowana o ok. 0,1 MW. W roku 2018 Spółka planuje przeprowadzić modernizację na kolejnych 300 oprawach.
ZDM informuje, że w latach 2015÷2017 zmodernizowanych zostało 2 896 opraw będących na majątku Miasta. W wyniku tych działań zmniejszyła się moc zainstalowana o ok. 0,3 MW. Aktualnie brak dalszych planów modernizacji oświetlenia drogowego.
Ze względu na ciągły postęp w dziedzinie zarówno źródeł światła i opraw oświetleniowych (m.in. zastosowanie technologii LED), jak i układów automatyki służących oszczędności energii elektrycznej w instalacjach oświetlenia zewnętrznego, proces modernizacji w przyszłości uwarunkowany będzie postępem technicznym i opłacalnością ekonomiczną.

12.4 Zarządzanie energią w mieście – racjonalizacja działań

Mieszkańców miasta reprezentuje samorząd, którego zadaniem własnym, zgodnie z prawem, jest zaspokajanie zbiorowych potrzeb, do których ustawa o samorządzie gminnym zalicza zaopatrzenie w energię. Zakres tego obowiązku precyzuje ustawa Prawo energetyczne, która określa, że obowiązek ten polega na planowaniu i organizacji zaopatrzenia w energię, w tym z uwzględnieniem OZE i zasobów lokalnych oraz racjonalizacji jej wykorzystywania na terenie gminy. Przegląd, w ramach prac związanych z opracowywaniem dla gmin z terenu kraju dokumentów lokalnego planowania energetycznego, pozwolił na określenie priorytetowej grupy zagadnień do podjęcia w ramach zarządzania energią w mieście. Są to głównie:

1. Planowanie i zarządzanie gospodarką energetyczną:

- ogólny nadzór nad realizacją polityki energetycznej na obszarze gminy, określonej w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania”;
- monitorowanie danych w celu oceny realizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- koordynacja działań przedsiębiorstw energetycznych;
- 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 decyzji administracyjnych;
- zakup energii i jej nośników na potrzeby miasta w układzie rynkowym.

2. Zarządzanie energią w gminnych obiektach użyteczności publicznej:

- gromadzenie oraz aktualizowanie danych o gminnych obiektach użyteczności publicznej;
- monitorowanie zużycia energii w gminnych obiektach użyteczności publicznej;
- monitorowanie treści umów na dostawę energii lub jej nośników oraz opiniowanie projektów nowych umów;

- ➔ współpraca pomiędzy wydziałami przy opracowywaniu planów i harmonogramów przedsięwzięć termomodernizacyjnych;
- ➔ analiza efektów energetycznych i ekologicznych, uzyskanych w wyniku działań inwestycyjnych w zakresie oszczędności energii cieplnej;
- ➔ prognozowanie zużycia energii i jej nośników w gminnych obiektach użyteczności publicznej.

3. Monitorowanie systemu oświetlenia ulic i miejsc publicznych:

- ➔ zarządzanie organizacyjne oświetleniem ulicznym i kreowanie optymalnych scenariuszy rozwojowych;
- ➔ monitorowanie zużycia energii elektrycznej oraz kosztów ponoszonych na utrzymanie sieci, oświetlenia ulic i miejsc publicznych;
- ➔ propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.

4. Kształtowanie spójnej polityki energetycznej w gminie:

- ➔ opiniowanie programów i planów (np. POŚ, PGN itp.), w tym także 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 (w tym w kwestiach energetycznych wspólnych dla miejskiego obszaru funkcjonalnego Poznania);
- ➔ opiniowanie zamierzeń inwestycyjnych gminnych jednostek w zakresie dotyczącym przyjętych rozwiązań zaopatrzenia w energię i jej nośniki.

5. Propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki komunalnej:

- ➔ inicjowanie oraz wspieranie inicjatyw zmierzających do stosowania alternatywnych źródeł energii;
- ➔ propagowanie idei oszczędzania energii; udział w programach edukacyjnych w dziedzinie racjonalnego korzystania z energii;
- ➔ 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;
- ➔ opiniowania pod względem zaopatrzenia w energię przedsięwzięć inwestycyjnych, zarówno na etapie projektowania, jak i ich realizacji.

Działania jw. są w chwili obecnej realizowane w głównej mierze przez działający w strukturach Urzędu Miasta Poznania Wydział Gospodarki Komunalnej (GKo). Prowadzi on sprawy dotyczące infrastruktury miasta, a w tym, również w zakresie zaopatrzenia w ciepło, paliwa gazowe i energię elektryczną.
Do wypełnienia powyższych zadań planuje się powołanie z dniem 1 stycznia 2019 roku zespołu Miejskiego Energetyka, który w sposób kompleksowy będzie odpowiadał za zarządzanie energią w mieście.

Jak opisano w podrozdziale dotyczącym działań związanych z poprawą efektywności energetycznej w Poznaniu, Miasto podjęło na szeroką skalę przedsięwzięcia w rozumieniu ustawy o efektywności energetycznej, w tym działania wg typów jw.
W następnych podrozdziałach opisano kolejne inicjatywy podejmowane przez Miasto celem zastosowania i upowszechnienia racjonalizacji użytkowania energii.

12.4.1 Grupowy zakup energii elektrycznej i gazu

Grupa Zakupowa energii elektrycznej

Spektakularnym przykładem aktywności Poznania w obszarze szeroko rozumianej energetyki komunalnej jest prowadzony od szeregu lat przez Miasto zakup rynkowy energii. Energia elektryczna na potrzeby zarządzanych przez Miasto: obiektów, miejskich jednostek organizacyjnych oraz spółek z udziałem Miasta, kupowana jest za pośrednictwem grupy zakupowej, której działanie, wykorzystując zasadę rynku energii elektrycznej, oparto na porozumieniu, w którym grupa podmiotów zainteresowanych zobowiązała się do współdziałania związanego z jej nabyciem.
W tabeli poniżej zestawiono informacje dotyczące rozwoju Grupy Zakupowej energii elektrycznej w latach 2015÷2018. Informacje podane w kolumnach od 3 do 6 przedstawiają wielkości charakterystyczne dla roku wymienionego w nagłówku.

Tabela 12-4 Grupowy zakup energii elektrycznej w latach 2015÷2018

Wyszczególnienie	Jedn.	2015	2016	2017	2018
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
Liczba podmiotów	-	57	58	61	59
Liczba punktów poboru energii	-	3 710	3 817	3 895	4 568
Wolumen roczny	tys. MWh	239	232	262	258
Cena (średnia ważona)	zł/MWh	282,01	256,25	257,06	262,25

Źródło: UM Poznań

W wyniku przeprowadzonych dotychczas przetargów uzyskane ceny energii elektrycznej w poszczególnych latach okresu 2015÷2018 (oscylujące w granicach 257÷283 zł/MWh) są bardzo atrakcyjne i pozwalają uczestnikom Grupy Zakupowej na uzyskanie znacznych oszczędności związanych z obniżeniem kosztów za energię elektryczną.
Jednak od początku roku 2018 obserwowany jest istotny wzrost ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym Towarowej Giełdy Energii. Przykładowo ceny w kontrakcie bazowym na III kwartał 2018 r. wzrosły średnio o ok. 55% w porównaniu z kontraktem na III kw. 2017 roku. Ministerstwo Energii ocenia, że głównym powodem podwyżek jest wzrost ceny węgla kamiennego oraz wzrost kosztów pozyskania uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Z innych istotnych czynników należy wymienić również stały wzrost popytu na energię elektryczną przez sektor przemysłowy i mieszkaniowy oraz ograniczoną zdolność produkcji źródeł energii elektrycznej, w szczególności z węgla, wymagających przy tym istotnej restrukturyzacji.
Z prognoz kosztów energii elektrycznej na najbliższe trzy lata (2019÷2021) zawartych w miesięcznym raporcie z czerwca 2018 roku opracowanego przez polską Towarową Giełdę Energii wynika, że w ciągu 2019 r. koszt energii elektrycznej wzrośnie o około 20% w porównaniu z rokiem 2018, a w roku 2020 o 30%. Ponadto jak wynika z wartości kon-

traktów terminowych będących przedmiotem aktualnie zawieranych transakcji, do roku 2021 przewiduje się wzrost o prawie 20 euro/MWh w stosunku do roku 2017. W rezultacie wzrost ceny energii przełoży się bezpośrednio również na koszty dostaw surowców i półproduktów.
Natomiast ceny dla odbiorców indywidualnych – regulowane i zatwierdzane w odpowiednich taryfach przez Prezesa URE – w przeciągu najbliższego roku nie powinny ulec drastycznym zmianom. Niemniej jednak ponieważ dostawcy kupują energię drożej, zapewne będą chcieli wkrótce przesunąć część kosztów na klienta końcowego.
Biorąc pod uwagę powyższe zależności i trendy można przypuszczać, że w roku 2019 możliwa do uzyskania cena dla Grupy Zakupowej w Poznaniu będzie również znacznie wyższa od dotychczasowego poziomu z lat 2015÷2018.

Grupa Zakupowa gazu ziemnego
Miasto Poznań jako pierwsze w Polsce przystąpiło w 2014 r. do organizacji rynkowego zakupu gazu dla swoich zasobów, co stanowi dla innych samorządów i mieszkańców przykład wykorzystania otwarcia rynku w kolejnym obszarze energetyki komunalnej. W ramach powyższych działań wykonano inwentaryzację punktów poboru gazu oraz powołano grupę jednostek miejskich. W skład grupy zakupowej weszło blisko 150 jednostek, które wykorzystują gaz na potrzeby ogrzewania. Postępowanie dotyczyło obiektów, które wykorzystują gaz dla celów grzewczych w taryfach W4, W5 i W6. W kolejnych latach obserwowany jest systematyczny rozwój tej Grupy Zakupowej – patrz tabela poniżej (informacje podane w kolumnach od 3 do 6 przedstawiają wielkości charakterystyczne dla roku wymienionego w nagłówku).

Tabela 12-5 Grupowy zakup gazu w latach 2015-2018

Wyszczególnienie	Jedn.	2015	2016	2017	2018
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
Liczba punktów poboru gazu	-	143	136	196	321
Rodzaj taryfy	-	W4, W5, W6	W4, W5, W6	W3-6, W4, W5, W6	W1, W2, W3-6, W4, W5, W6
Wolumen roczny	TWh	59,5	56,4	52,6	53,4
	mln m^3	5,347*	4,977*	4,634*	4,683*
Wartość umowy brutto	mln zł	12,25	10,00	8,30	9,51
Cena	zł/MWh	205,88	177,30	157,79	178,09

** do wyliczeń przyjęto średnioroczną wartość współczynnika konwersji [kWh/m^3] – wg danych przedstawionych przez PSG dla obszaru rozliczeniowego - Poznań: https://www.psgaz.pl/obszary-rozliczenia-ciepla-spalania*
Źródło: UM Poznań

Jak wynika z monitoringu hurtowego rynku gazu ziemnego prowadzonego przez Urząd Regulacji Energetyki, w II kwartale 2018 r. o 3,2% zmniejszyła się ilość gazu wysokometanowego przepływającego przez polski system przesyłowy, o 68% zmniejszyły się dostawy gazu wysokometanowego z UE, o 50% zmalały dostawy gazu wysokometanowego spoza UE, a dostawy gazu terminalem LNG wzrosły o 57% - w porównaniu do II kwartału 2017 r.
Jednocześnie notowania gazu na Towarowej Giełdzie Energii są w roku 2018 r. zdecydowanie wyższe niż w tym samym czasie w roku ubiegłym (2017 r.). Przykładowo w sierpniu 2018 roku cena gazu w transakcjach natychmiastowych przeważnie przekraczała 100 zł/MWh. Natomiast w tym samym okresie roku poprzedniego cena ta wynosiła niewiele

ponad 70 zł/MWh. Notowania na TGE są silnie skorelowane z trendami cen na rynkach europejskich. Te z kolei wykazują dość wysoki poziom ze względu na wzrost notowań ropy naftowej, jak również narastające napięcia w handlu światowym wynikające z podwyżek ceł importowych między USA, Chinami i Unią Europejską. Wobec powyższego ropa zdrożała do najwyższego poziomu od listopada 2014 roku (na podst. danych Ministerstwa Energii).

W związku z rosnącą ceną gazu na rynku giełdowym Spółka PGNiG wystąpiła do Prezesa URE o zmianę taryfy, która to zmiana została zatwierdzona 26.07.2018 r. z datą obowiązywania od 10.08.2018 r. Według nowej taryfy cena gazu podwyższona została o 5,9%. Ponieważ jednak nie uległa zmianie opłata abonamentowa i opłata dystrybucyjna, dlatego w efekcie wysokość faktycznej podwyżki wynosi 3,6%. Przewiduje się, iż wzrost cen gazu ziemnego będzie w znacznej mierze dotyczył dużych krajowych odbiorców tego surowca (których obowiązują ceny rynkowe), w przeciwieństwie do gospodarstw domowych, dla których taryfy zatwierdzane są przez Prezesa URE na poziomie istotnie niższym, niż zawierane są transakcje na giełdzie towarowej.

12.4.2 Projekt „Trzymaj ciepło!"

Akcja "Trzymaj ciepło!" jest projektem organizowanym przez miasto Poznań, z inicjatywy Wydziału Ochrony Środowiska Urzędu Miasta Poznania. Partnerem Finansowym akcji jest VEOLIA Energia Poznań S.A.

Projekt polega na bezpłatnym badaniu budynku kamerą termowizyjną. Pomiary przeprowadzane są w sezonie zimowym, gdy różnica temperatur po obu stronach obudowy danego budynku jest wystarczająco duża, aby umożliwić wykrycie nieregularności cieplnych. Wynik badania przedstawiany jest w formie obrazów termicznych – termogramów pokazujących rozkład temperatur badanego obiektu. Termogram pozwala zlokalizować te miejsca w obudowie zewnętrznej budynku, w których obserwuje się niższą temperaturę powierzchni wewnętrznej (tzw. mostki termiczne). Przyczyną tego zjawiska może być wadliwe wykonanie detali budynku, co prowadzi do powiększonych strat ciepła, zawilgocenia wnętrz i powstawania pleśni.

Badania prowadzone są na podstawie indywidualnych zgłoszeń mieszkańców Poznania, którzy wyrażają chęć udziału w tej akcji. Zgodnie z Regulaminem akcji, do badań kwalifikują się obiekty zlokalizowane na terenie Poznania, takie jak:

- domy jednorodzinne, szeregowce, bliźniaki i niewielkie wille miejskie,
- kamienice, w których nadal są mieszkania ogrzewane paliwem stałym (węgiel, drewno).

Aktualnie (to jest do marca 2018 roku) przeprowadzono dziewięć edycji akcji „Trzymaj ciepło!", w wyniku których zbadano 4 201 budynków jednorodzinnych na terenie całego Poznania oraz 170 kamienic w centrum, na Wildzie, Jeżycach oraz na Łazarzu.

Z badań ankietowych, przeprowadzonych przez organizatora akcji wśród jego uczestników, wynika, iż około 40% uczestników, po otrzymaniu raportu z badania (termogramu), decyduje się na jakąkolwiek inwestycję termomodernizacyjną. Często są to najprostsze działania, jak uszczelnienie okien i drzwi, co w rezultacie pozwala na obniżenie zapotrzebowania na ciepło o ok. 11%.

Projekt „Trzymaj ciepło!” zdobył w 2015 r. pierwsze miejsce w konkursie organizowanym przez Ministra Środowiska pod nazwą "Zielone miasta – w stronę przyszłości" w kategorii "Edukacja ekologiczna".

12.4.3 Edukacja i popularyzacja działań racjonalizacyjnych

Samorząd miejski w procesie stymulowania działań racjonalizacyjnych oraz poprawy efektywności energetycznej winien pełnić przede wszystkim funkcję centrum informacyjnego oraz bezpośredniego wykonawcy i koordynatora, szczególnie jeśli idzie o takie działania, które związane są z podlegającymi Miastu obiektami (tj.: szkołami, przedszkolami, domami kultury, budynkami komunalnymi itp.).
Funkcja centrum informacyjnego winna przejawiać się poprzez:

- uświadamianie konsumentom energii korzyści płynących z jej racjonalnego użytkowania;
- promowanie poprawnych ekonomicznie i ekologicznie rozwiązań w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło;
- uświadamianie możliwości związanych z dostępnym dla mieszkańców miasta preferencyjnym finansowaniem niektórych przedsięwzięć racjonalizacyjnych.

Priorytetem w zakresie edukacji ekologicznej winno być wykształcenie świadomości ekologicznej u przeważającej części społeczeństwa i przekonanie ludzi o konieczności myślenia i działania według zasad „ekorozwoju”. Jest to cel dalekosiężny, który może zostać osiągnięty poprzez stopniowe podnoszenie świadomości ekologicznej coraz większej liczby mieszkańców, intensyfikację aktualnych działań w zakresie edukacji ekologicznej i poszerzanie sposobów edukowania o nowe formy, sprawdzone w innych obszarach.

Serwis „Energia w mieście” zamieszczony na internetowym portalu miejskim został stworzony w celu przybliżenia mieszkańcom wiedzy o sytuacji energetycznej miasta oraz dostarczania aktualnych informacji o podejmowanych działaniach i ich efektach. Portal został stworzony głównie w celu informowania i edukacji lokalnej społeczności i podmiotów gospodarczych przez władze miasta. Rozwój serwisu winien zmierzać do stworzenia, wdrożenia i upowszechnienia modelu komunikacji, informowania i edukacji lokalnej społeczności i podmiotów gospodarczych przez władze gminy, a głównym jego celem winno stać się wypracowanie działań wspierających wdrażanie dorobku wspólnotowego w zakresie ochrony środowiska poprzez:

- ➔ podnoszenie poziomu wiedzy ekologicznej i energetycznej społeczeństwa w oparciu o internetowy serwis informacyjno-edukacyjny miasta;
- ➔ podnoszenia świadomości społecznej i tworzenie społeczeństwa obywatelskiego w zakresie aktywnego udziału w procesie podejmowania decyzji dotyczących zrównoważonego rozwoju lokalnej gospodarki energetycznej, tj. planowania energetycznego w mieście i ochrony środowiska, związanych z systemami zaopatrzenia i racjonalnego użytkowania energii.

Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej zalicza do działań priorytetowych w zakresie środków horyzontalnych służących poprawie efektywności energetycznej takie właśnie działania jak: organizowanie i przeprowadzenie kampanii informacyjnych w zakresie celowości i opłacalności stosowania produktów najbardziej efektywnych energetycznie, działania informacyjne i edukacyjne mające na celu zmianę zachowania konsumentów i zwiększające społeczną akceptację dla rozwiązań poprawiających efektywność energetyczną, zachęcanie sprzedawców i konsumentów do zwracania większej uwagi na etykiety efektywności energetycznej i zużycie energii kupowanych i sprzedawanych produktów.

Urząd Miasta Poznania prowadzi kampanię, mającą na celu informowanie społeczeństwa m.in. o negatywnych skutkach spalania odpadów komunalnych w warunkach domowych. Z racji tego, że paleniska domowe nie są przystosowane do bezpiecznego spalania odpadów (ze względu na niską temperaturę spalania oraz brak systemów oczyszczania spalin), powodują emisje szkodliwych dla zdrowia ludzi oraz środowiska zanieczyszczeń. Także odpady drewniane, które pochodzą z pozornie czystych mebli lub palet, w trakcie spalania wydzielają bardzo toksyczne substancje pochodzące z klejów, farb, lakierów i innych środków impregnujących używanych w trakcie produkcji. Obecnie nie istnieją rozwiązania techniczne, które umożliwiłyby bezpieczne spalanie odpadów w małych obiektach takich jak gospodarstwa domowe. Jest to możliwe jedynie w profesjonalnych, ciągle monitorowanych instalacjach, wyposażonych w kosztowne zespoły filtrów i zabezpieczeń.

Szczególnie dużą inicjatywą Miasta Poznania jest organizowany od 2016 r. „Poznański Dzień Energii", który stanowi doskonałe źródło wiedzy o efektywności energetycznej, podanej mieszkańcom w sposób bardzo przystępny i atrakcyjny. Zorganizowana we wrześniu 2018 r. trzecia edycja tej akcji obejmowała takie wydarzenia jak:

- ➔ rodzinny piknik w Miasteczku Energii, w którym mieszkańcy mieli możliwość wzięcia udziału w licznych konkursach, warsztatach i zabawach, których tematem przewodnim była energia i ekologia. W Miasteczku zorganizowano także trzy strefy tematyczne (miejska, wiedzy i laboratoryjna), w których swoją działalność prezentowali partnerzy wydarzenia: Veolia Energia Poznań, Wielkopolskie Przedsiębiorstwo Inżynierii Przemysłowej, Gaz-System, WFOŚiGW w Poznaniu, Politechnika Poznańska, Technikum Energetyczne w Poznaniu, PGNiG, Elektro-Eko, SUEZ Zielona Energia, Signify, Sukces po poznańsku;
- ➔ konkurs plastyczny „Maluję z energią" dla dzieci i młodzieży z poznańskich przedszkoli i szkół, organizowany w trzech kategoriach: I. Kolorowa energia, II. Kalendarz z energią, III. Gra z energią;
- ➔ konferencja "Zarządzanie energią", zorganizowana w Sali Białej Urzędu Miasta Poznania. Jej uczestnikami, obok władz Miasta Poznania, byli również reprezentanci miejskich jednostek organizacyjnych, przedstawiciele sąsiednich gmin oraz pracownicy instytucji naukowych i zakładów przemysłowych. W ramach konferencji zaprezentowano 10 referatów, podzielonych na 3 panele:
  Panel 1:

- Trzy wymiary bezpieczeństwa energetycznego - Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu,
- Klastry i spółdzielnie energetyczne szansą na rozwój energetyki i lokalnych społeczności - Politechnika Poznańska,

Panel 2:

- Inteligentne systemy zarzadzania energią – WPIP,
- Gospodarka energetyczna w przedsiębiorstwie transportu miejskiego - MPK Poznań,
- Nowoczesne zarządzanie systemami ciepłowniczymi: narzędzia IT i komunikacja z klientami - Veolia Energia Poznań,
- Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w Poznaniu - SUEZ Zielona Energia,

Panel 3:

- Nowoczesne systemy zarządzania oświetleniem ulicznym – Signify,
- Gminny Energetyk - osoba odpowiedzialna za zarzadzanie energią w gminie - WFOŚiGW w Poznaniu,
- Działania adaptacyjne do zmian klimatu w Metropolii Poznań - Stowarzyszenie Metropolia Poznań,
- Zarządzanie energią w mieście - Miejski Energetyk w Poznaniu - Miasto Poznań.

13. Analiza możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii

13.1 Regulacje prawne w dziedzinie odnawialnych źródeł energii

Zgodnie z definicją określoną w art. 2 pkt 22) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jednolity: Dz.U. 2018 poz. 1269 ze zm.) odnawialne źródło energii jest to źródło obejmujące energię: wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.

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. 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).

Aktualnie w prawie polskim regulacje mające na celu wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w procesie wytwarzania energii finalnej zawarto w ustawie o odnawialnych źródłach energii.
Do najważniejszych zmian, które wprowadza ustawa, należy nowy system wsparcia wytwórców energii z OZE. Dotychczas przedsiębiorcy korzystający w procesie wytwórczym z OZE byli uprawnieni do otrzymania tzw. zielonych certyfikatów, które mogły zostać sprzedane na giełdzie, a uzyskana wartość stanowiła wsparcie. Uchwalona ustawa przewiduje zapewnienie wytwórcy energii elektrycznej z OZE możliwości sprzedaży wytworzonej energii przez 15 lat po stałej cenie (z uwzględnieniem inflacji). Warunkiem uzyskania wsparcia jest udział danego wytwórcy i zwycięstwo w aukcji, organizowanej przez URE, na wyprodukowanie określonej ilości energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w określonym czasie.
Aukcje odbywają się za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA). Prezes URE na mocy ustawy wyznacza sprzedawców energii elektrycznej (tzw. „sprzedawca zobowiązany"), których obowiązkiem jest zakup energii elektrycznej od wytwórców, którzy wygrali aukcję. Aukcje są przeprowadzane odrębnie dla różnych technologii oraz mocy instalacji. Zwycięstwo w aukcji przypada uczestnikom, którzy zaoferują najkorzystniejsze warunki sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej.

Aktualnie w ustawie (po nowelizacji) wprowadzono podział aukcji na następujące grupy (tzw. koszyki technologiczne):

1. Instalacje: wykorzystujące wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, z oczyszczalni ścieków lub biogaz innego pochodzenia; dedykowane instalacje spalania biomasy lub układy hybrydowe (również w wysokosprawnej kogeneracji); instalacje termicznego przekształcania odpadów lub dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego (również w wysokosprawnej kogeneracji).

2. Instalacje wykorzystujące wyłącznie hydroenergię, biopłyny, energię geotermalną lub energię wiatru na morzu.
3. Instalacje wykorzystujące wyłącznie biogaz rolniczy.
4. Instalacje wykorzystujące wyłącznie energię wiatru na lądzie bądź wyłącznie energię promieniowania słonecznego.
5. Instalacje hybrydowe.

Ponadto aukcje będą rozdzielone ze względu na moc instalacji: odrębnie dla instalacji do 1 MW oraz powyżej 1 MW. W zależności od technologii wytwarzania energii oraz mocy instalacji na drodze rozporządzenia określana będzie tzw. cena referencyjna, czyli 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), którzy zgodnie z definicją, wytwarzają energię elektryczną wyłącznie z OZE w mikroinstalacji w celu wykorzystania jej na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą. Wsparcie dla prosumentów polega na możliwości skorzystania z tzw. opustów – rozliczeń różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej i z niej pobranej w stosunku ilościowym: 1÷0,7 dla wszystkich mikroinstalacji z wyjątkiem mikroinstalacji o mocy zainstalowanej do 10 kW – gdzie wynosi 1÷0,8. Ponadto prosument zwolniony jest z uiszczania opłat z tytułu wspomnianego rozliczenia energii elektrycznej oraz opłat za usługę dystrybucji energii elektrycznej.

W ustawie zawarto także zapisy zobowiązujące przedsiębiorstwo energetyczne, działające w zakresie wytwarzania i sprzedaży energii cieplnej na obszarze określonej sieci ciepłowniczej, do zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów bądź instalacjach OZE przyłączonych do tej sieci.

Ze względu na zawarcie w ustawie OZE zapisów dotyczących obowiązku uzyskania i zasad wydawania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, uchylono Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. 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 (Dz.U. 2012 poz. 1229 z późn. zm.). W związku z powyższym 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, zgodnie z zasadami określonymi w ustawie o odnawialnych źródłach energii oraz rozporządzeniach wynikających z ustawy.

Nowością w polskim ustawodawstwie jest zawarcie w ustawie o OZE definicji klastra energii rozumianego jako 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). Obszar działania klastra nie może

przekraczać granic 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. W przypadku nawiązania współpracy z Operatorem Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego w ramach działania klastra, zgodnie z ustawą, Koordynator klastra ma obowiązek zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z działającym na danym terenie OSD.

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.

W październiku 2018 r. Miasto Poznań wraz z Politechniką Poznańską, przedsiębiorstwem energetycznym Veolia Energia Poznań, spółką SUEZ Zielona Energia i miejskimi spółkami: MPK, Aquanet, Termy Maltańskie, PTBS, ZKZL, ZZO i MTP zawarło porozumienie w sprawie utworzenia na terenie miasta Poznańskiego Klastra Energii (list intencyjny). Utworzenie klastra ma na celu współdziałanie podmiotów w zakresie lokalnego wytwarzania i wykorzystania energii z odnawialnych źródeł, co w efekcie przyczyni się do ograniczenia kosztów ponoszonych na zakup energii. Obecnie wśród członków klastra producentami energii z OZE są spółki – Zakład Zagospodarowania Odpadów, Aquanet, Veolia oraz SUEZ Zielona Energia (energia wytwarzana w Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych). Pierwszą inicjatywą, która ma zostać podjęta w ramach porozumienia, będzie sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej przez spółki miejskie na potrzeby transportu publicznego – zasilanie nowej linii tramwajowej na Naramowice, będącej obecnie w budowie. W planach przyszłościowych znajduje się rozbudowa instalacji odnawialnych źródeł energii na terenie Poznania przy współpracy z Politechniką Poznańską. Utworzenie klastra energii wiąże się również z możliwością pozyskania dodatkowych funduszy na realizację działań. Ponadto Urząd Miasta Poznania planuje wziąć udział w naborze na Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii, co umożliwi podjęcie współpracy z Ministerstwem Energii w zakresie wdrażania regulacji na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej.
W lipcu 2016 r. weszła w życie ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz.U. 2016 poz. 961), 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 wyniesie 1,5-2,0 km. Wyznaczona odległość dotyczyć ma 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 wiatrowych jedynie na podstawie obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Ustawa stanowi znaczące ograniczenie możliwości realizacji ww. inwestycji.
W lipcu 2018 r. weszła w życie ustawa z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2018 poz. 1276), która wprowadziła w ustawie wiatrakowej zmiany dotyczące zasad naliczania podatku od elektrowni wiatrowych przez gminy. Zgodnie z nowelizacją gminy zobowiązane są do naliczenia właścicielom siłowni wiatrowych podatku za 2018 r. o wartości niższej niż ta wynikająca z pierwotnych przepisów ustawy wiatrakowej. Gminy, które przed ogłoszeniem nowelizacji naliczyły już wyższy podatek kierując się zapisami ustawy z dnia 20 maja 2016 r., będą musiały zwrócić nadwyżkę przedsiębiorcom.

13.2 Finansowanie przedsięwzięć z zakresu odnawialnych źródeł energii

Rozwój projektów związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii napotyka na problemy finansowe. Są to problemy związane z wysokimi nakładami inwestycyjnymi na technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii przy stosunkowo niskich kosztach eksploatacyjnych. Efektem jest długi okres zwrotu poniesionych nakładów na inwestycje. Poniżej przedstawiono obecnie działające w kraju instytucje finansowe wspierające odnawialne źródła energii:

- **Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej**

Podstawą do przyjmowania i rozpatrywania wniosków o dofinansowanie są programy priorytetowe, które określają zasady udzielania wsparcia oraz kryteria wyboru przedsięwzięć. W większości programów obowiązuje konkursowa formuła oceny złożonych projektów.
Lista priorytetowych programów NFOŚiGW na 2018 r. dotyczących odnawialnych źródeł energii zawiera aktualnie jeden program:

→ Program 3. Ochrona Atmosfery – 3.1 Poprawa jakości powietrza - Część 1) Energetyczne wykorzystanie zasobów geotermalnych.

- **Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej**

Stanowią źródło finansowania ochrony środowiska na poziomie regionalnym. Aktualnie WFOŚiGW w Poznaniu prowadzi ciągły nabór wniosków między innymi na przedsięwzięcia w zakresie odnawialnych źródeł energii. Beneficjentem programu są przede wszystkim jednostki samorządu terytorialnego. Przedsięwzięcia objęte programem obejmują m.in. montaż instalacji OZE (fotowoltaika, kolektory słoneczne, pompy ciepła, wentylacja mechaniczna z odzyskiem ciepła).

Ponadto w NFOŚiGW został przygotowany program priorytetowy Czyste Powietrze skierowany do właścicieli domów jednorodzinnych. Celem programu jest poprawa efektywności energetycznej oraz zmniejszenie emisji pyłów poprzez termomodernizację budynków jednorodzinnych i wymianę/zakup źródeł ciepła, m.in. z zastosowaniem odnawialnych źródeł energii. Program będzie realizowany przez 10 lat (2018-2029), a łączne środki na dofinansowanie inwestycji w ramach programu wynoszą 103 mld zł. Wśród działań przewidzianych do dofinansowania znajduje się m.in. montaż mikroinstalacji fotowoltaicznej, kolektorów słonecznych, pompy ciepła, instalacje wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła. Środki przekazywane są w formie dotacji bądź pożyczki. Program realizowany jest przez WFOŚiGW.

- **Bank Ochrony Środowiska**

Oferuje preferencyjne kredyty na przedsięwzięcia związane z ochroną środowiska, w tym na odnawialne źródła energii.

Niezależnie od środków na rozwój energetyki odnawialnej dostępnych w kraju, istnieją możliwości wykorzystania pomocy zagranicznej w tym zakresie. Oprócz Banku Światowego i znanych europejskich banków finansujących wielkie projekty energetyki odnawialnej, duże znaczenie w zakresie finansowania takich projektów w Polsce mają celowe programy Komisji Europejskiej w perspektywie finansowej na lata 2014-2020, takie jak:

- **Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko**

Celem programu jest zrównoważony rozwój rozumiany jako wspieranie gospodarki efektywniej korzystającej z zasobów, bardziej przyjaznej środowisku i bardziej konkurencyjnej. Program zakłada realizację działań w obszarach: czystej i efektywnej energii, adaptacji do zmian klimatu i efektywnego korzystania z zasobów, konkurencyjności.
Zgodnie ze Szczegółowym opisem osi priorytetowych POIiŚ 2014-2020 dofinansowaniu podlegać mogą następujące działania:

Oś priorytetowa	Działanie	Beneficjent
Oś Priorytetowa I Zmniejszanie emisyjności gospodarki	1.1 Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych	Przedsiębiorcy – wytwórcy energii z OZE, Operator Systemu Przesyłowego, Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych
	1.2 Promowanie efektywności energetycznej i korzystania z odnawialnych źródeł energii w przedsiębiorstwach	Przedsiębiorcy
	1.3 Wspieranie efektywności energetycznej w budynkach (w tym instalacja OZE w modernizowanych budynkach)	Państwowe jednostki budżetowe, szkoły wyższe, administracja rządowa, spółdzielnie/wspólnoty mieszkaniowe, dostawcy usług energetycznych
	1.6 Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe (w tym budowa/modernizacja jednostek wysokosprawnej kogeneracji wykorzystujących OZE)	Przedsiębiorcy, jednostki samorządu terytorialnego, spółdzielnie mieszkaniowe, dostawcy usług energetycznych

- **Regionalne Programy Operacyjne 2014-2020**

Poznań wpisuje się w Wielkopolski Regionalny Program Operacyjny na lata 2014-2020 (WRPO 2014+). Szczegółowy opis osi priorytetowych WRPO 2014+ – wersja z 12.09.2018 r. zakłada następujące, planowane do dofinansowania, przedsięwzięcia priorytetowe w dziedzinie odnawialnych źródeł energii:

Oś priorytetowa	Działanie
Oś Priorytetowa 3. Energia	3.1 Wytwarzanie i dystrybucja energii ze źródeł odnawialnych
	3.2 Poprawa efektywności energetycznej w sektorze publicznym i mieszkaniowym (w tym wykorzystanie OZE w budynkach publicznych i sektorze mieszkaniowym)

W wielu przypadkach fundusze i programy jw. umożliwiają pozyskanie dotacji na przygotowanie projektów inwestycyjnych i na budowę instalacji.
Uzupełnieniem funduszy międzynarodowych w finansowaniu rozwoju energetyki odnawialnej mogą być również fundusze możliwe do pozyskania w ramach współpracy bilateralnej z państwami zachodnimi.

Ponadto, sformułowana przez samorządy terytorialne tworzące Stowarzyszenie Metropolia Poznań – **Strategia Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych** (ZIT), która zawiera programy rozwoju dla całego Miejskiego Obszaru Funkcjonalnego Poznania (uchwała nr 12/2017 Rady Metropolii z dnia 1 grudnia 2017 r.), również wskazuje na inwestycje w zakresie OZE:

- Projekt 8: Termomodernizacja obiektów użyteczności publicznej oraz ograniczenie niskiej emisji w Miejskim Obszarze Funkcjonalnym Poznania

W ramach tego projektu przewidziane są działania związane m.in. z kompleksową modernizacją energetyczną budynków użyteczności publicznej w zakresie związanym z instalacją OZE oraz instalacją systemów chłodzących wykorzystujących OZE.

13.3 Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze miasta

13.3.1 Biomasa

Do celów energetycznych najczęściej stosowane są następujące postacie biomasy:

- ➔ drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym oraz odpadowe opakowania drewniane;
- ➔ słoma zbożowa z roślin oleistych lub roślin strączkowych oraz siano;
- ➔ odpady organiczne – gnojownica, osady ściekowe w przemyśle celulozowo-papierniczym, makulatura, odpady organiczne z cukrowni, roszarni lnu, gorzelni, browarów;
- ➔ biopaliwa płynne do celów transportowych (np. oleje roślinne, biodiesel, bioetanol z gorzelni i agrorafinerii);
- ➔ uprawy energetyczne – rośliny uprawiane w celach energetycznych;
- ➔ zieleń miejska.

Biomasa ze względu na swoje parametry energetyczne 14/1/0,01 (wartość opałowa w MJ na kg / procentowa zawartość popiołu / procentowa zawartość siarki) jest coraz szerzej używana do uszlachetniania węgla poprzez zastosowanie technologii współspalania węgla i biomasy (co-firing). Proces ten jest coraz bardziej popularny na świecie ze względu na wprowadzanie w wielu krajach (głównie wysokorozwiniętych) ostrzejszych norm na emisję gazów odlotowych ze źródeł ciepła, a zwłaszcza wobec emisji związków siarki. Jedną z możliwości jest mieszanie węgla z granulatem z biomasy, co znacznie obniża stężenie siarki zarówno w paliwie, jak i w spalinach i może powodować zmianę kierunku inwestowania - nie w kosztowne urządzenia do odsiarczania spalin, a w granulację biomasy.

W przypadku miasta Poznań przewiduje się, iż potencjalne możliwości pozyskania energii cieplnej z biomasy dotyczyć mogą głównie zieleni miejskiej. Potencjalne możliwości pozyskania na obszarze Poznania energii cieplnej z rodzajów biomasy (słoma, zieleń miejska) przedstawiono poniżej. Ze względu na stosunkowo dużą powierzchnię terenów zalesionych na obszarze miasta (ok. 15% powierzchni miasta) istnieje potencjalna możliwość wykorzystania drewna i odpadów drzewnych w celach energetycznych. Jednakże biorąc pod uwagę fakt, że tereny leśne w Poznaniu podlegają szczególnej ochronie (w obrębie miasta znajdują się liczne obszary przyrody chronionej - m.in. rezerwaty, obszary NATURA 2000) pozyskanie tego rodzaju biomasy w celu energetycznego wykorzystania jest na terenie miasta utrudnione.

Tabela 13-1 Potencjalne zasoby energii z biomasy możliwe do pozyskania na terenie miasta

Wyszczególnienie	Słoma	Zieleń miejska (urządzona)
Powierzchnia, z której pozyskiwana może być biomasa [ha]	674 (ok. 10% powierzchni gruntów ornych)	1920 (parki, zieleń uliczna i osiedlowa)
Wskaźnik uzysku biomasy [Mg/ha]	2	2
Wartość opałowa biomasy [MJ/kg]	14	8
Sprawność przetwarzania energii [%]	80	80
Roczna produkcja energii cieplnej [TJ]	**8**	**22**
Szczytowa moc cieplna [MW] *	**1**	**4**

Źródło: opracowanie własne na podst. danych GUS za 2014 i 2016 r.
** przyjęto roczny czas wykorzystania mocy szczytowej w czasie trwania sezonu grzewczego - 1600 h*

Zgodnie z powyższym na terenie miasta wykorzystanie biomasy pochodzącej z zieleni miejskiej wiąże się z uzyskaniem największego efektu energetycznego w porównaniu do innych rodzajów biomasy.
Na terenie miasta biomasa wykorzystywana jest przez:

- Veolia Energia Poznań S.A. (dawniej Dalkia Poznań ZEC S.A.) – od 2011 r. na terenie EC II Karolin wykorzystuje się instalację z kotłem biomasowym fluidalnym BFB110, a istniejący kocioł węglowy parowy OP-140 został zmodernizowany w celu przystosowania go do spalania biomasy. Moc cieplna zainstalowana kotła wynosi 85,9 MW, a jego sprawność 89%. Wytworzone z biomasy ciepło służy do produkcji „zielonej energii elektrycznej", a także dostarczane jest do sieci cieplnej, zasilającej miasto Poznań. Na terenie Elektrociepłowni znajdują się również kotły, w których

pył węglowy współspalany jest z biomasą. Roczne zużycie biomasy do produkcji energii w EC Karolin wynosi ok. 160 tys. Mg (wg danych za 2016 r.). Do spalania w kotle fluidalnym wykorzystuje się następujące rodzaje biomasy:

- odpady i pozostałości z produkcji leśnej oraz przemysłu drzewnego;
- biomasa z upraw energetycznych;
- odpady i pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego produkty rolne.

Powyższe rozwiązanie jest dopuszczalne ponieważ zakłady jak ww. są wyposażone w instalacje odpylania.

W pozostałym zakresie biomasa wykorzystywana jest także w budownictwie jednorodzinnym, jako paliwo do ogrzewania budynków.
Wykorzystanie biomasy w procesach energetycznych na obszarach silnie zurbanizowanych w formule indywidualnej może przyczynić się do pogorszenia jakości powietrza i zdrowia ludzi z uwagi na związaną ze spalaniem tego paliwa emisję zanieczyszczeń, szczególnie zanieczyszczeń pyłowych (pyłów drobnych). Istotnym wymaganiem jest sposób wykorzystywania, sposób prowadzenia procesu spalania dla maksymalnego stopnia ograniczenia emisji tzw. pyłów drobnych. Wykorzystanie biomasy lokalnie w miastach na większą skalę winno każdorazowo poprzedzić przeprowadzenie analiz oddziaływania takiej instalacji na środowisko.

13.3.2 Biogaz

Ustawa o OZE rozróżnia definicje „biogazu" oraz „biogazu rolniczego". Zgodnie z ustawą:

- ➔ biogaz - gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;
- ➔ biogaz rolniczy - gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów.

Popularnymi surowcami do produkcji biogazu mogą być przede wszystkim:

- ➢ odpady organiczne,
- ➢ osady z oczyszczalni ścieków,
- ➢ odchody zwierzęce (tzw. gnojowica),
- ➢ zboża, nasiona roślin oleistych itp.

Typowymi końcowymi zastosowaniami biogazu mogą być:

- ➢ spalanie w kotłach grzewczych,
- ➢ spalanie w silnikach agregatów prądotwórczych,
- ➢ podłączenie do sieci gazu ziemnego,
- ➢ zasilanie silników pojazdów trakcyjnych.

Aktualnie **biogaz składowiskowy** wykorzystywany jest na składowisku odpadów komunalnych zlokalizowanym w gminie Suchy Las i zarządzanym przez Zakład Zagospodarowania Odpadów w Poznaniu sp. z o.o. (ZZO). Pozyskany gaz składowiskowy jest kierowany do elektrociepłowni biogazowej o mocy zainstalowanej elektrycznej 1,2 MWe i cieplnej 1 MWt, znajdującej się na terenie wysypiska. Elektrociepłownię tworzą cztery zespoły prądotwórcze o mocy: 200 kW, 2x260 kW i 504 kW, z których dwa posiadają układ odzysku ciepła (kogeneracja). Wyprodukowana z biogazu energia elektryczna jest w części zużywana na potrzeby własne składowiska, a jej nadmiar przekazywany jest do krajowej sieci elektroenergetycznej, natomiast energia cieplna wykorzystywana jest na pokrycie potrzeb własnych zakładu (ogrzewanie pomieszczeń, przygotowanie c.w.u.). W zależności od zawartości metanu w gazie odzyskanym ze składowiska, wykorzystuje się go do spalania w zespole prądotwórczym bądź jest unieszkodliwiany w tzw. pochodni. Ze składowiska w 2017 r. pozyskano i unieszkodliwiono biogaz w ilości ok. 1,9 mln m3, co umożliwiło produkcję energii elektrycznej na poziomie 4,9 GWh oraz energii cieplnej równej 1066 GJ. Aktualnie jeden z agregatów przewidziany jest do likwidacji ze względu na znaczne zużycie. W związku z utworzeniem na terenie Poznania Instalacji Termicznego Przetwarzania Odpadów Komunalnych (ITPOK) na składowisko w Suchym Lesie trafia coraz mniej odpadów, ponadto są to odpady o nieznacznej zawartości substancji organicznej, co przyczynia się do stopniowego spadku ilości produkowanego biogazu. Dane przekazane przez ZZO wskazują na zmniejszenie produkcji biogazu o 1,3 mln m^3 od 2014 r. W konsekwencji ilość wytwarzanej w zakładzie energii elektrycznej stopniowo będzie maleć. Obecnie ZZO jest w trakcie analizy wykorzystania większej ilości ciepła pozyskiwanego z agregatów prądotwórczych.
W grudniu 2015 r. spółka zrealizowała inwestycję polegającą na budowie instalacji biologicznego przetwarzania odpadów zebranych selektywnie (odpady zielone, bioodpady). Instalacja zlokalizowana jest w bezpośrednim sąsiedztwie składowiska w Suchym Lesie i od 2016 r. posiada status Regionalnej Instalacji Odpadów Komunalnych (RIPOK). Biogaz powstający w biokompostowni jest wykorzystywany do celów energetycznych w dwóch zespołach prądotwórczych o mocy elektrycznej 260 kWe i cieplnej 390 kWt. Ponadto w instalacji powstaje wysokiej jakości kompost. Inwestycja wpływa na ograniczenie ilości składowanych odpadów biodegradowalnych na terenie Aglomeracji Poznańskiej i umożliwia wywiązanie się z obowiązku recyklingu odpadów ulegających biodegradacji. Część kosztów inwestycji pokryto z funduszy unijnych (POIiŚ), na część uzyskano pożyczkę z Narodowego oraz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska, a resztę stanowił wkład własny Zakładu Zagospodarowania Odpadów.

Na obszarze miasta Poznania i w jego sąsiedztwie znajdują się dwie oczyszczalnie ścieków, w których wykorzystuje się **biogaz powstający w wyniku fermentacji osadów pościekowych** do celów energetycznych: Centralna Oczyszczalnia Ścieków (zlokalizowana na terenie pobliskiej gminy Czerwonak, w miejscowości Koziegłowy) oraz Lewobrzeżna Oczyszczalnia Ścieków. Obie eksploatowane są przez firmę Aquanet S.A.
Na terenie obu oczyszczalni znajdują się instalacje pozyskiwania biogazu, który następnie jest spalany w układach kogeneracyjnych. Wytworzona energia cieplna pokrywa potrzeby

własne zakładów, natomiast w przypadku energii elektrycznej nadwyżka sprzedawana jest do sieci elektroenergetycznej.

Podstawowe parametry instalacji:

- Lewobrzeżna Oczyszczalnia Ścieków - układ kogeneracyjny o mocy 1,6 MW (3 zespoły prądotwórcze); 2 kotły o łącznej mocy 1,84 MW (paliwo: biogaz/olej opałowy); uzyskana energia cieplna: ~13 TJ, energia elektryczna: ~4,1 GWh;
- Centralna Oczyszczalnia Ścieków – układ kogeneracyjny o mocy 2,8 MW (3 zespoły prądotwórcze); 2 kotły o łącznej mocy 2,8 MW (paliwo: biogaz/olej opałowy); wytworzona energia cieplna: ~43 TJ, energia elektryczna: ~15,2 GWh.

W wyniku przeprowadzonej ankietyzacji dużych zakładów przemysłowych z terenu miasta Poznania uzyskano m.in. informacje z zakresu wykorzystania biogazu:

- Wrigley Poland Sp. z o.o. – w zakładzie od 2004 r. eksploatowany jest kocioł na biogaz (produkt uboczny z oczyszczania ścieków); moc zainstalowana: 600 kW; produkcja ciepła: 4700 GJ/rok – na potrzeby grzewcze i technologiczne.
- Kompania Piwowarska S.A. – w zakładzie rozważane jest wytwarzanie biogazu ze ścieków technologicznych.

13.3.3 Energetyka wiatrowa

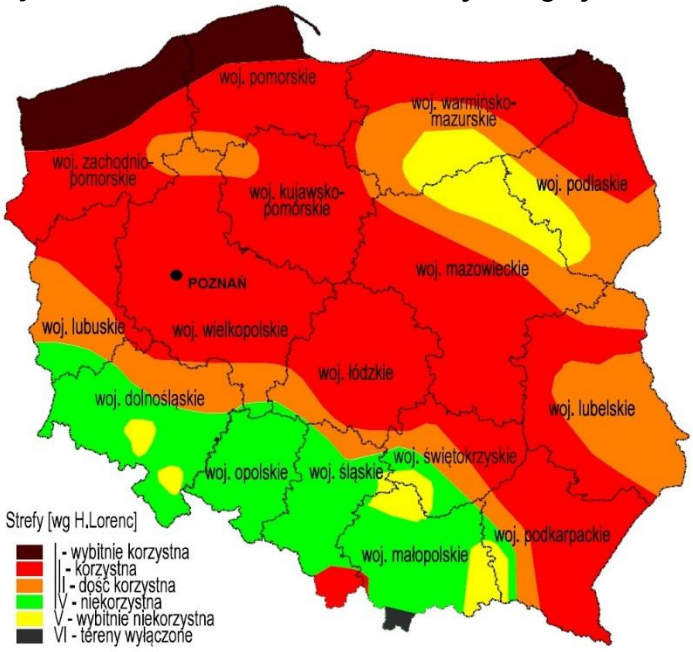
W celu efektywnego wykorzystania energii wiatru do produkcji energii elektrycznej wymagane jest spełnienie odpowiednich warunków. Najważniejszym z nich jest stałe występowanie wiatru o odpowiedniej prędkości. Elektrownie wiatrowe zazwyczaj pracują przy prędkości wiatru od 5 do 25 m/s, przy czym prędkość optymalna mieści się w granicach od 15 do 20 m/s (wysoce zaawansowane wiatraki prądotwórcze mogą pracować przy prędkości wiatru 3-30 m/s). Zbyt małe prędkości uniemożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej o odpowiedniej mocy, natomiast zbyt duże (powyżej 30 m/s) mogą prowadzić do mechanicznych uszkodzeń wiatraka. Ważnym aspektem jest również wybór terenu, charakteryzującego się odpowiednią klasą szorstkości, rzeźbą powierzchni oraz ilością zabudowy.

Z analizy informacji zawartych w opracowaniu Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej - materiały badawcze - seria: meteorologia 25 „Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce” wynika, że miasto Poznań znajduje się w strefie II – korzystnej – pod względem możliwości wykorzystania zasobów energii wiatru. Strefę tą charakteryzuje:

- ➔ energia użyteczna wiatru na wysokości 10 m nad powierzchnią gruntu uzyskiwana z 1 m^2 skrzydeł siłowni w ciągu roku zawiera się w granicach 750 - 1000 kWh;
- ➔ energia użyteczna wiatru na wysokości 30 m nad powierzchnią gruntu uzyskiwana z 1 m^2 skrzydeł siłowni w ciągu roku zawiera się w granicach 1000 - 1500 kWh.

Poniższa mapa przedstawia podział Polski na strefy energetyczne wiatru (wg prof. H. Lorenc – Ośrodek Meteorologii IMGW).

Rysunek 13-1 Podział Polski na strefy energetyczne wiatru



Źródło: prof. H. Lorenc – Ośrodek Meteorologii IMGW

Ważnym czynnikiem ograniczającym rozwój energetyki wiatrowej na obszarze miasta Poznania są warunki krajobrazowe i funkcjonalno-przestrzenne – m.in. mocno rozwinięta sieć obszarów chronionych (np. obszary NATURA 2000, obszar chronionego krajobrazu, rezerwaty przyrody). Należy również wziąć pod uwagę aktualne uwarunkowania prawne w zakresie lokalizacji turbin wiatrowych (tzw. ustawa wiatrakowa), które nakładają ograniczenia na inwestycje w tej dziedzinie.

Na podstawie przedstawionych powyżej informacji można stwierdzić, że rozwój wykorzystania energetyki wiatrowej w obrębie miasta Poznania jest utrudniony – ze względu na uwarunkowania atmosferyczne (stosunkowo niska prędkość wiatru) oraz krajobrazowe (obszary chronione). Jednakże dokonanie rzetelnej oceny możliwości budowy siłowni wiatrowych na analizowanym obszarze jest niemożliwe bez przeprowadzenia szczegółowych badań lokalnych w tym zakresie. Mimo, iż wieloletnie analizy przeprowadzone przez IMiGW wskazują na korzystne warunki rozwoju inwestycji związanych z wykorzystaniem energii wiatru, w przypadku zainteresowania budową siłowni wiatrowych konieczne jest przeprowadzenie szczegółowej analizy opłacalności, która może przynieść również wynik negatywny.

Na terenie miasta Poznania występują tylko pojedyncze przypadki wykorzystania energii wiatru:

- instalacja edukacyjna na terenie Laboratorium energii odnawialnej, należącym do Zakładu Zagospodarowania Odpadów w Poznaniu – dwie turbiny wiatrowe o poziomej i pionowej osi obrotu o łącznej mocy 500 W;
- instalacja edukacyjna w Laboratorium OZE – Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego – dwie turbiny wiatrowe o poziomej i pionowej osi obrotu;

- system odgazowania i natleniania wód Jeziora Strzeszyńskiego aeratorem pulweryzacyjnym z napędem wietrznym.

Ze względu na poważne ograniczenia związane z możliwością lokalizacji siłowni i farm wiatrowych, nie przewiduje się wykorzystania tego typu źródeł energii na większą skalę na terenie miasta Poznania.

13.3.4 Energetyka wodna

Energetyka wodna opiera się głównie na wykorzystaniu energii wód śródlądowych, charakteryzujących się dużym natężeniem przepływu [m3/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 społeczności) 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 cieku wodnego dla celów energetycznych. Przeprowadzenie szczegółowych lokalnych badań w tym zakresie, jak również ryzyko związane z realizacją inwestycji, obciąża w takim przypadku danego inwestora.

Głównymi ciekami powierzchniowymi na obszarze Poznania są rzeka Warta oraz jej dopływy – prawobrzeżne t.j.: Główna, Cybina i Kopla oraz lewobrzeżne: Bogdanka i Strumień Junikowski. Wiele istniejących niegdyś na terenie Poznania cieków wodnych, tworzących sieć hydrograficzną miasta, zostało zlikwidowanych z powodu przekształceń związanych z powiększaniem powierzchni terenów zabudowanych.
Według posiadanych informacji cieki powierzchniowe istniejące na terenie miasta nie wykazują odpowiedniego potencjału, aby uzasadnić budowę układów energetyki wodnej. Poważnym ograniczeniem w tym zakresie jest również konieczność ochrony walorów przyrodniczych i krajobrazowych dolin największych cieków (np. Cybiny i Bogdanki). Jednakże dokładna analiza możliwości wykorzystania istniejących cieków wodnych na terenie miasta dla obiektów małej energetyki wodnej (MEW) jest aktualnie niemożliwa, ze względu na brak niezbędnych danych do jej przeprowadzenia (konieczność przeprowadzenia szczegółowych badań lokalnych, których zakres wykracza poza granice niniejszego opracowania).

Aktualnie na obszarze miasta Poznania nie wykorzystuje się energii spadku wód w celach energetycznych, nie prowadzi się również działań zmierzających do budowy układów energetyki wodnej.

13.3.5 Energetyka geotermalna

Zasoby energii geotermalnej w Polsce związane są z wodami podziemnymi występującymi na różnych głębokościach. Wody głębinowe po wydobyciu na powierzchnię ziemi mają zazwyczaj temperaturę od 40 do 70^{o}C. Z uwagi na stosunkowo niski poziom energetyczny płynów geotermalnych (w porównaniu do klasycznych kotłowni) można je wykorzystywać:

- w ciepłownictwie (m.in.: ogrzewanie niskotemperaturowe i wentylacja pomieszczeń, przygotowanie ciepłej wody użytkowej);
- w celach 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.

W zależności od temperatury energię geotermalną dzieli się na płytką (źródła niskotemperaturowe) i głęboką (źródła wysokotemperaturowe).
Geotermia płytka to zasoby energii pochodzenia geotermicznego, zakumulowane w wodach znajdujących się na stosunkowo niewielkich głębokościach (do 150 m, max 400 m) i zarazem o temperaturach na tyle niskich, że ich bezpośrednie wykorzystanie do celów energetycznych jest niemożliwe (aczkolwiek można je efektywnie eksploatować w sposób pośredni, np. przy użyciu pomp ciepła). Można przyjąć, że graniczną temperaturą jest w tym przypadku poziom 20°C.
Geotermia głęboka zaś, to energia zawarta w wodach znajdujących się na znacznych głębokościach (2, 3 km i więcej), głównie w postaci naturalnych zbiorników o temperaturach powyżej 20°C. Wykorzystanie energii geotermalnej głębokiej polega na wierceniu głębokich otworów (kilkaset, kilku tysięcy metrów) w celu pozyskania wód podziemnych o wysokiej temperaturze (40-200°C). Wody te kieruje się następnie do wymiennika ciepła, które wykorzystywane są do podgrzewania wody w instalacjach grzewczych w mieszkaniach lub wytwarzania prądu elektrycznego. Wadą geotermii głębokiej są przede wszystkim wysokie koszty inwestycyjne instalacji.

W obrębie miasta Poznania znajduje się złoże wód geotermalnych, zlokalizowane w rejonie obszaru górniczego przy Jeziorze Maltańskim. Wody należą do solanek chlorkowo–sodowych, a temperatura wypływu z odwiertu o głębokości 1306 m wynosi ok. 40°C. Wydajność eksploatacyjna ujęcia waha się od ok. 34 do 73 m^3/h. Wody pozyskiwane z ujęcia mają zbyt niskie parametry, aby mogły zostać wykorzystane do celów energetycznych, natomiast ich korzystny skład fizyko-chemiczny uzasadnia wykorzystanie wód w celach zdrowotnych – od 2013 r. z zasobu wód termalnych do celów rekreacyjno-leczniczych korzysta spółka Termy Maltańskie sp. z o.o., która posiada koncesję na wydobycie oraz eksploatację złoża wód termalnych z danego odwiertu.
Na terenie Poznańskiego Ośrodka Specjalistycznych Usług Medycznych (POSUM) wprowadzono kompleksowy system wykorzystujący trzy rodzaje odnawialnych źródeł energii, m.in., energię geotermalną. Przeprowadzona została modernizacja systemu wentylacji w budynku polegająca na wykonaniu wymiennika gruntowego w postaci 61 odwiertów głębokości 100 m każdy, którego celem jest podgrzewanie powietrza wentylacyjnego zimą i schładzanie latem. Wydajność cieplna wymiennika gruntowego wynosi 244 kW. Efektem modernizacji jest znaczna oszczędność energii zarówno latem, jak i w zimie oraz poprawa komfortu użytkowników obiektu.

Zakłada się, że w przyszłości w mieście wykorzystanie energii ziemi odbywać się będzie głównie za pomocą instalacji z pompami ciepła i kolektorami gruntowymi poziomymi lub pionowymi.

13.3.6 Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem pobierającym ciepło niskotemperaturowe lub odpadowe i transformuje 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 korzystnymi eksploatacyjnie rozwiązaniami w zakresie ogrzewania budynków, przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz w klimatyzacji. Barierą ich zastosowania są często względy ekonomiczne.
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. kocioł gazowy).

Wybierając pompę ciepła jako źródło ogrzewania należy zastosować instalację grzewczą o jak najniższej temperaturze zasilania (ogrzewanie podłogowe lub ścienne - temp. zasilania układu to ok. 35ºC), co wpływa na podniesienie współczynnika efektywności pracy pompy.

Wg posiadanych informacji w Poznaniu wykorzystanie pomp ciepła staje się coraz bardziej popularne, między innymi dzięki licznym inicjatywom podejmowanym na terenie miasta. W ramach programu KAWKA Bis, oferowanego m.in. dla osób fizycznych, wspólnot mieszkaniowych i przedsiębiorstw, możliwe jest uzyskanie dofinansowania na likwidację pieców i kotłów węglowych i zastąpienie ich źródłami niskoemisyjnymi, m.in. pompami ciepła.
W wyniku przeprowadzonej ankietyzacji obiektów z terenu miasta zidentyfikowano następujące przykłady wykorzystania pomp ciepła:

- Międzynarodowe Targi Poznańskie Sp. z o.o. – pompy ciepła pracujące w układzie odzysku ciepła z wentylacji;
- Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu – gruntowa pompa ciepła o mocy 46 kW, roczny uzysk energii cieplnej 603 GJ;
- Politechnika Poznańska – układ gruntowych pomp ciepła (2 szt.) o mocy grzewczej 652 kW, roczny uzysk energii cieplnej 5423 GJ, cel: ogrzewanie, przygotowanie c.w.u., chłodzenie;

- Uniwersytet Ekonomiczny (Dom Studencki Atol) – gruntowa pompa ciepła o mocy 126 kW, roczny uzysk energii cieplnej 1176 GJ, cel: ogrzewanie, przygotowanie c.w.u.;
- Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego – układ czterech pomp ciepła o łącznej mocy 150,4 kW, cel: ogrzewanie, przygotowanie c.w.u.; (Laboratorium OZE) – dwie gruntowe pompy ciepła (solanka-woda oraz solanka-powietrze wraz z instalacją wentylacji) o łącznej mocy 16 kW – instalacje edukacyjne.

Ponadto pompy ciepła wykorzystywane są na terenie Poznania w budownictwie jednorodzinnym w celach grzewczych oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej.

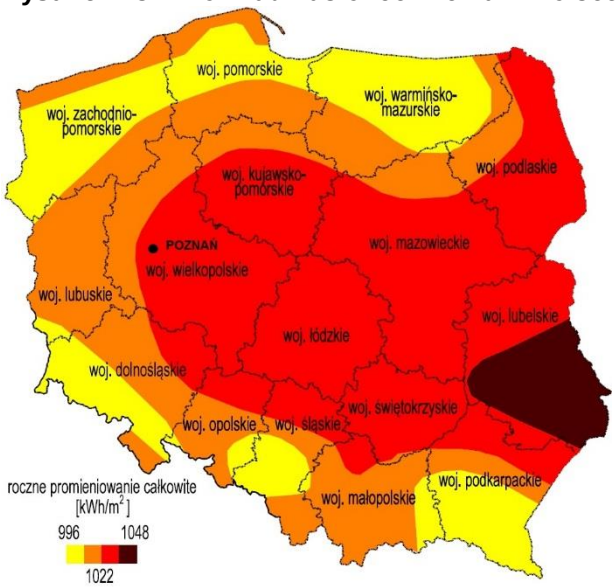
Politechnika Poznańska w planach na 2019 r. ma kolejną instalację pompy ciepła glikol-woda, która ma służyć do przygotowania c.w.u. oraz wody lodowej w celach chłodniczych, moc cieplna planowanej instalacji ma wynieść 216 kW i chłodnicza 192 kW.

13.3.7 Energia słoneczna

Średnia gęstość energii słonecznej w Polsce waha się od 950 do 1250 kWh/m² rocznie. Ilość energii słonecznej docierającej do danego miejsca zależy od szerokości geograficznej oraz od czynników pogodowych. Na terenie województwa wielkopolskiego średnia gęstość energii słonecznej wynosi ok. 985 – 1022 kWh/m^2. Średnie nasłonecznienie na terenie miasta Poznania wynosi ponad 1500 godzin na rok. Około 75% całkowitej rocznej sumy nasłonecznienia przypada na 6 miesięcy sezonu wiosenno-letniego. Średnia wieloletnia roczna temperatura powietrza na obszarze miasta wynosi nieco powyżej 8°C.
Wykorzystanie bezpośrednie energii słonecznej może odbywać się na drodze konwersji fotowoltaicznej (ogniwa fotowoltaiczne) lub fototermicznej (kolektory słoneczne). W obu przypadkach niepodważalną zaletą wykorzystania tej energii jest brak szkodliwego oddziaływania na środowisko. Natomiast warunkiem ograniczającym dostępność stosowania instalacji solarnych są wciąż jeszcze wysokie nakłady inwestycyjne związane z zainstalowaniem stosownych urządzeń.

Na rysunku poniżej pokazano rozkład nasłonecznienia w Polsce. Miasto Poznań leży w strefie, gdzie nasłonecznienie jest stosunkowo dobre.

Rysunek 13-2 Rozkład nasłonecznienia w Polsce



Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne są najpowszechniejszym sposobem wykorzystania energii słonecznej. Są urządzeniami służącymi do zamiany energii słonecznej na energię cieplną, lecz z uwagi na warunki klimatyczne umożliwiają pokrycie maksymalnie 70÷80% potrzeb wymaganej energii dla wytworzenia c.w.u. Optymalnym rozwiązaniem jest połączenie kolektora poprzez zasobnik ciepłej wody użytkowej z kotłem gazowym lub pompą ciepła.

Kolektory słoneczne w warunkach klimatycznych Polski można stosować do:

- wspomagania przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- wspomagania instalacji centralnego ogrzewania;
- ogrzewania wody basenowej;
- podgrzewania gruntów szklarniowych;
- suszenia płodów rolnych i ziół.

Na terenie miasta Poznania produkcja energii wykorzystującej kolektory słoneczne realizowana jest głównie przez inwestorów indywidualnych oraz instytucje publiczne. Ten sposób wykorzystania odnawialnych źródeł energii jest najpowszechniej stosowany w mieście. Według zebranych danych instalacje solarne posiadają następujące obiekty:

- Samodzielny Publiczny Zakład Opieki Zdrowotnej Ministerstwa Spraw Wewnętrznych w Poznaniu – instalacja kolektorów słonecznych o mocy 50 kW i wielkości uzyskiwanej energii cieplnej na poziomie 127 GJ rocznie;
- Wielospecjalistyczny Szpital Miejski im. J. Strusia – kolektory słoneczne o mocy ~1400 kW, uzysk energii cieplnej 983 GJ/rok;
- Wielkopolskie Centrum Pulmonologii i Torakochirurgii im. Eugeniusza i Janusza Zeylandów SP ZOZ – kolektory słoneczne o mocy zainstalowanej 12 kW – uzyskana energia cieplna (~128 GJ rocznie) jest wykorzystywana do przygotowania ciepłej wody użytkowej;

- Szpital Kliniczny nr 5 im. Karola Jonschera – instalacja kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 121,9 m^2;
- Zakład Opiekuńczo-Leczniczy i Rehabilitacji Medycznej – instalacja kolektorów słonecznych o powierzchni 70 m^2;
- Szpital Kliniczny im. H. Święcickiego przy ul. S. Przybyszewskiego 49 – szpital posiada instalację solarną, która ma za zadanie wspomaganie przygotowania c.w.u. Instalacja składa się z 18 szt. kolektorów słonecznych o łącznej powierzchni 45 m^2. Kolektory zamontowane są w 3 bateriach – po 6 sztuk. Uzyskiwana energia cieplna z instalacji wynosi 40,5 GJ/rok;
- Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu – instalacja solarna o powierzchni 215 m^2, uzyskiwana energia cieplna – 195 GJ, jest wykorzystywana do przygotowania c.w.u;
- Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu – na terenie uczelni w dwóch budynkach znajdują się instalacje solarne o parametrach: powierzchnia 4,25 m^2, uzysk energii cieplnej ok. 1,73 GJ (podgrzew ciepłej wody użytkowej), w kolejnym budynku – powierzchnia 3,84 m^2, uzysk energii cieplnej ok. 2 GJ;
- Politechnika Poznańska – kolektory słoneczne o mocy 100 kW, produkowana energia cieplna na poziomie 274 GJ w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego – kolektory słoneczne o mocy 16 kW, ponadto kolektory słoneczne na potrzeby Laboratorium OZE;
- Universum Spółdzielnia Pracy – w trzech obiektach należących do Spółdzielni funkcjonują instalacje kolektorów słonecznych na potrzeby przygotowania c.w.u.;
- Komenda Miejska PSP, Jednostka Ratowniczo–Gaśnicza nr 7 – dla budynku jednostki wykonano instalację kolektorów słonecznych, wykorzystywanych do celów c.o. oraz c.w.u., na którą otrzymano dofinansowanie z GFOŚiGW w Poznaniu. Instalacja składa się z 12 kolektorów słonecznych o mocy cieplnej ~624,6 W każdy. W ramach realizacji zadania przeprowadzono również modernizację istniejącej kotłowni gazowej w celu przystosowania kotła do współpracy z instalacją solarną.

Planowane instalacje kolektorów słonecznych: Szpital Wojewódzki w Poznaniu - instalacja o mocy 168 kW służąca do celów grzewczych (do 2020 r.), Wielkopolskie Centrum Onkologii im. Marii Skłodowskiej-Curie – instalacja solarna (kolektory słoneczne) o mocy ok. 80 kW służąca do przygotowania c.w.u. - układ ma być przystosowany do pracy z węzłem ciepłowniczym.

Zakłada się, że w przyszłości na terenie miasta instalacje solarne będą wprowadzane przede wszystkim w budownictwie jednorodzinnym oraz kolejnych obiektach użyteczności publicznej.

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 polegającego na powstawaniu siły elektromotorycznej w materiałach o niejednorodnej strukturze,

podczas ich ekspozycji na promieniowanie elektromagnetyczne. Tylko w specjalnie spreparowanych 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 generacji energii elektrycznej. Ogniwa słoneczne łączy się ze sobą w układy zwane modułami fotowoltaicznymi, a te z kolei służą do budowy systemów fotowoltaicznych.

Dla umożliwienia korzystania z energii wytwarzanej w modułach fotowoltaicznych konieczne 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,
- wytwarzanie energii w małych przydomowych elektrowniach słonecznych do odsprzedaży do sieci,
- zasilanie urządzeń komunalnych, telekomunikacyjnych, sygnalizacyjnych, automatyki przemysłowej lub tp.

W granicach Poznania zidentyfikowano następujące przykłady wykorzystania ogniw fotowoltaicznych:

- ZZO w Poznaniu - instalacja edukacyjna zlokalizowana na terenie składowiska odpadów w Suchym Lesie (poza Poznaniem) składająca się z modułów fotowoltaicznych o mocy 280 kW (moduł polikrystaliczny i monokrystaliczny);
- Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego – ogniwa fotowoltaiczne na potrzeby Laboratorium OZE;
- Wielkopolski Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Poznaniu – instalacja fotowoltaiczna o mocy 13,4 kW.

Warta uwagi jest instalacja w Poznańskim Ośrodku Specjalistycznych Usług Medycznych – hybrydowa instalacja solarna do równoczesnej produkcji energii elektrycznej i cieplnej, która została zamontowana podczas kompleksowej modernizacji budynku (łącznie z systemem wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła i wymiennikiem gruntowym). Energia elektryczna wytworzona w instalacji jest wykorzystywana na potrzeby budynku, obniżając koszty ponoszone przez POSUM. Energia cieplna i elektryczna jest wytwarzana w systemie hybrydowym, tzn. w jednej obudowie. Ciepło odbierane z układu (od płyty wytwarzającej energię elektryczną) podgrzewa czynnik w instalacji grzewczej w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej. W wyniku termomodernizacji POSUM uzyskał oszczędność w zużyciu energii o ponad połowę.

Zgodnie z informacjami od Operatora Systemu Dystrybucyjnego do sieci elektroenergetycznej na terenie Poznania jest przyłączonych 5 instalacji fotowoltaicznych. Ponadto funkcjonuje wiele mikroinstalacji prosumenckich zainstalowanych w budynkach jednorodzinnych.

Wśród planowanych instalacji fotowoltaicznych na terenie miasta można wymienić:

- Wielkopolskie Centrum Pulmonologii i Torakochirurgii im. Eugeniusza i Janusza Zeylandów SP ZOZ – instalacja fotowoltaiczna o mocy zainstalowanej 315 kW, planowana średnia produkcja energii elektrycznej ~303 MWh (2019 r.);
- Politechnika Poznańska – panele fotowoltaiczne o szczytowej mocy 199 kW (2019 r.);
- Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu – instalacja fotowoltaiczna - projekt dofinansowany w ramach RPO Województwa Wielkopolskiego – „Wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii".

Przyczyną dynamicznego wzrostu popularności tego sposobu wykorzystania energii słonecznej jest ciągły rozwój tej technologii oraz coraz niższe koszty instalacji, przy możliwości magazynowania produkcji z instalacji prosumenckich na korzystnych warunkach w sieci OSD.

13.4 Możliwość wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych

Analiza lokalnych źródeł przemysłowych w Poznaniu wskazuje na to, że dysponują one w większości przypadków niewielkimi rezerwami mocy cieplnej. Rezerwy te z reguły wiążą się z zagadnieniami niezawodności dostawy ciepła (istnienie dodatkowych jednostek kotłowych na wypadek awarii). Zatem z czysto bilansowego punktu widzenia istniałyby możliwości wykorzystania nadwyżek mocy cieplnej.

Realizowanie działalności związanej z wytwarzaniem lub przesyłaniem i dystrybucją ciepła wymaga uzyskania koncesji (o ile 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.

Z informacji pozyskanych z ankietyzacji dużych jednostek przemysłowych zlokalizowanych w Poznaniu, wynika, że na terenie zakładów Volkswagen Poznań sp. z o.o. prowadzony jest odzysk ciepła z układu chłodzenia sprężarek przemysłowych w ilości ok. 12 TJ rocznie - ciepło odpadowe kupowane jest przez przedsiębiorstwo energetyczne Veolia Energia Poznań S.A. i wykorzystywane do zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego miasta Poznania. Tego typu współpraca przynosi korzyści obu przedsiębiorstwom. Aktualnie rozpatrywane są kolejne koncepcje odzysku ciepła z zakładów Volkswagena na potrzeby msc

13.5 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.

„Jakość" odpadowej energii cieplnej zależy od poziomu temperatury, na jakim jest ona dostępna i stąd lepszym parametrem termodynamicznym opisującym zasoby odpadowej energii cieplnej jest egzergia, jako praca, którą układ może wykonać w danym otoczeniu przechodząc do stanu równowagi.

Generalnie można wskazać następujące główne 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 średniotemperaturowe, 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;
- ciepłe 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 średniotemperaturowe 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 w celu 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.

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 wielkokubaturowych 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 tym proponuje się w Poznaniu stosowanie układów rekuperacji ciepła w układach wentylacji wszystkich obiektów wielkokubaturowych, 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 dostępne są rozwiązania dla budownictwa jednorodzinnego).

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, oświatowych i użyteczności publicznej wykazała, że odzysk energii z układów wentylacji na terenie miasta Poznań jest prowadzony w szeregu obiektów, między innymi w:

- Wielospecjalistycznym Szpitalu Miejskim im. J. Strusia – odzysk ciepła z wykorzystaniem rekuperatorów, odzysk technologiczny – wykorzystanie kondensatu w kotłowni;

- Wielkopolskim Centrum Pulmonologii i Torakochirurgii – odzysk ciepła poprzez wymienniki krzyżowe i glikolowe na poziomie 50%;
- Szpitalu Miejskim im. F. Raszei – centrale klimatyzacyjno-wentylacyjne (20 instalacji) o średniej mocy instalacji 12 kW i sprawności odzysku ciepła 82%;
- Ginekologiczno-Położniczym Szpitalu Klinicznym Uniwersytetu Medycznego im. Karola Marcinkowskiego w Poznaniu – rekuperator z wymiennikiem krzyżowym;
- Szpitalu Klinicznym im. Karola Jonschera Uniwersytetu Medycznego w Poznaniu – rekuperator z wymiennikiem krzyżowym;
- Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza – rekuperator z wymiennikiem krzyżowym, o sprawności ok. 20%;
- Politechnice Poznańskiej – ok. 100 central nawiewno-wywiewnych, sprawność odzysku ciepła: 50÷80% (wymienniki krzyżowe, glikolowe i regeneratory obrotowe); planowana jest zabudowa ok. 35 central dla kolejnych obiektów do 2019 r.;
- Uniwersytecie Ekonomicznym – centrale wentylacyjne z odzyskiem ciepła; w planach jest wykonanie instalacji wentylacji mechanicznej nawiewno-wywiewnej z odzyskiem ciepła do 2023 r.;
- Urzędzie Marszałkowskim Województwa Wielkopolskiego – centrale wentylacyjne nawiewno-wywiewne z odzyskiem ciepła na wymiennikach krzyżowych o sprawności 55%;
- Międzynarodowych Targach Poznańskich Sp. z o. o. – w obiekcie zastosowano instalację wentylacji z rekuperacyjnym odzyskiem ciepła za pomocą wymienników obrotowych, recyrkulację oraz pompy ciepła (sprawność odzysku ok. 30%);
- Pływalni Miejskiej Atlantis – wentylacja mechaniczna z rekuperacją;
- Centrum Kultury Zamek – Kompleks Sali Wielkiej wyposażony w wymienniki obrotowe i krzyżowe.

Ponadto, zgodnie z informacjami z ankietyzacji, odzysk energii z procesów technologicznych prowadzą następujące podmioty działające na terenie miasta Poznań:

- Lantmannen Unibake Poland Sp. z o. o. – odzysk energii cieplnej ze spalin - zastosowanie rekuperatora o mocy 68 kW, cel: podgrzewanie wody użytkowej oraz wody zasilającej do kotłów;
- Wrigley Poland Sp. z o.o. – odzysk ciepła ze spalin z kotłów gazowych na cele grzewcze i technologiczne;
- Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Consultingowe ADOB Sp. z o.o. – odzysk ciepła (na poziomie 15%) wykorzystywany do celów technologicznych – ogrzewanie powietrza do spalania gorącymi gazami z procesu ogrzewania;
- Volkswagen Poznań Sp. z o.o. – odzysk energii cieplnej ze sprężarek i suszarki wykorzystywany do celów technologicznych (poziom odzysku ok. 30 kW);
- Kompania Piwowarska S.A. Browar Poznań – odzysk energii z procesu gotowania i chłodzenia brzeczki (roztwór powstający w wyniku zacierania słodu), transferu piwa; skojarzenie procesu chłodzenia sprężarek ze zgazowaniem dwutlenku węgla – wielkość odzysku energii: 160 TJ, energia wykorzystywana jest w procesach technologicznych i w niewielkim stopniu na ogrzewanie pomieszczeń;

- Pływalnia Miejska Atlantis – prowadzony jest odzysk ciepła z wody spuszczanej z niecek basenowych brodzika i jacuzzi;
- O-I Produkcja Polska S.A. Zakład Produkcyjny Huty Szkła Antoninek – odzysk energii cieplnej na potrzeby własne: c.o. i c.w.u., prowadzony ze spalin technologicznych w kotle odzysknicowym.

Wielkopolskie Samorządowe Centrum Kształcenia Zawodowego i Ustawicznego planuje do 2020 r. uruchomić w swoim obiekcie instalację wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła.

Przez firmę NIVEA Beiersdorf Manufacturing-Poznań sp. z o.o. planowane jest w perspektywie 2019 r. wykorzystanie energii cieplnej z układu chłodzenia sprężarek w celach grzewczych. Szacowana wartość odzysku energii: ~130 MWh/rok.

13.6 Możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla miasta

Palna frakcja odpadów komunalnych może być potencjalnym źródłem energii dla miasta. Pomimo uwzględnienia aktualnie obowiązujących tendencji i hierarchii w gospodarce odpadami (najpierw zapobieganie, potem odzysk i recyrkulacja, następnie unieszkodliwianie i na końcu składowanie) i tak znacząca ilość odpadów pozostaje kierowana do składowania. Składowanie jest najgorszym sposobem unieszkodliwiania odpadów i należy je traktować jako ostateczność, co ma odzwierciedlenie w polskich regulacjach prawnych i podejmowanych działaniach tj.:

- podniesienie opłat za składowanie odpadów komunalnych,
- konieczność ograniczenia ilości składowanych odpadów biodegradowalnych do 50% w roku 2013, a w roku 2020 do 35% w stosunku do roku bazowego 1995,
- wprowadzenie od 1 stycznia 2013 roku całkowitego zakazu składowania nieprzetworzonych odpadów komunalnych.

Alternatywnym do składowania sposobem zagospodarowania odpadów, po wcześniejszym wykorzystaniu wszystkich innych sposobów odzysku, jest ich termiczne przetworzenie. 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. Wiele problemów technologicznych związanych z termicznym przekształcaniem odpadów doczekało się już szczegółowego rozpracowania, ze względu na fakt, że technologie te są od wielu lat stosowane w kilkunastu krajach europejskich.

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. Z uwagi na wygasający z końcem 2018 r. mechanizm wsparcia jednostek kogeneracyjnych bazujący na formule świadectw pochodzenia (tzw. czerwone/żółte certyfikaty) aktualnie prowadzone są konsultacje publiczne projektu ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, która ma na celu wprowadzenie nowego systemu wsparcia dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji (nowych oraz istniejących).

W ostatnich latach w Unii Europejskiej podjęto szereg działań zmierzających do ustanowienia jednolitych standardów jakościowych dla stałych paliw produkowanych z odpadów, dla których przyjęto jednolitą nazwę SRF (ang.: „solid recovered fuel"). Paliwo takie składa się z frakcji palnej odpadów komunalnych takich jak: papier, tworzywa sztuczne, tekstylia, drewno. Wartość opałowa tej frakcji jest znaczna i sięga nawet 16 do 18 MJ/kg. W celu ograniczenia emisji substancji szkodliwych stosuje się dodatki, takie jak: wapno (ogranicza emisję tlenków siarki i ołowiu), węgiel (ogranicza emisję dioksyn i furanów) oraz kora (ograniczająca zawartość chlorowodoru i tlenków siarki).
Jednym z najkorzystniejszych sposobów wykorzystania tak uzyskanego paliwa jest jego przetworzenie na energię elektryczną i ciepło użytkowe w procesie kogeneracji.

Należy zwrócić uwagę, że 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.
W przypadku omawianych instalacji zastosowane w nich 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.

W ramach realizacji projektu pn. „System Gospodarki Odpadami dla Miasta Poznania" na terenie Poznania w 2016 r. wybudowano Instalację Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych (ITPOK). Inwestycja powstała na podstawie umowy Partnerstwa Publiczno-Prywatnego (PPP), zawartej pomiędzy Miastem Poznań a SUEZ Zielona Energia sp. z o.o. (wówczas SITA Zielona Energia). Koszt budowy instalacji wyniósł 725 milionów złotych i został sfinansowany przez kapitał SUEZ Zielona Energia oraz kredyty z konsorcjum trzech banków - Pekao S.A., PKO BP i Banku Gospodarstwa Krajowego. Ponadto Miasto Poznań otrzymało dofinansowanie z unijnego Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w wysokości 352 mln zł. Na lokalizację ITPOK wybrano teren w sąsiedztwie Elektrociepłowni Karolin, przy ul. Energetycznej.
W instalacji ITPOK jest prowadzone termiczne przekształcanie odpadów na ruszcie, z odzyskiem energii ze spalin oraz produkcją energii cieplnej i elektrycznej, która wykorzystana będzie dla potrzeb własnych zakładu, a nadwyżki energii trafią do sieci. Wyprodukowana energia elektryczna jest odprowadzana siecią o napięciu 110 kV do GPZ EC Karolin, natomiast energia cieplna jest przekazywana do miejskiej sieci ciepłowniczej VEOLIA Energia Poznań poprzez centralny rozdzielacz wody sieciowej.
Wydajność instalacji zgodnie z pozwoleniem zintegrowanym wynosi 210 tys. Mg/rok.
W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę techniczną instalacji.

Tabela 13-2 Charakterystyka techniczno-technologiczna ITPOK

Wydajność instalacji	210 000 ton odpadów/rok
Rodzaj odpadów unieszkodliwianych w instalacji	Zmieszane odpady komunalne Inne odpady z mechanicznej obróbki odpadów Odpady palne (paliwo alternatywne) Rozdrobnione odpady wielkogabarytowe
Zakres wartości opałowej	6 000 ÷ 12 000 kJ/kg
Sprzedaż energii cieplnej (2017 r.)	267 275 GJ
Sprzedaż energii elektrycznej (2017 r.)	85 073 MWh
Ruszt mechaniczny do spalania odpadów	dwie linie
Kocioł odzysknicowy	2 szt. – o mocy 31,5 MW (każdy)
Turbina upustowo-kondensacyjna	1 szt. – o mocy 19,6 MW
System podgrzewu wody sieciowej – wymienniki ciepła	2 szt. – łączna moc ok. 34 MW
Oczyszczanie spalin	System selektywnej niekatalitycznej redukcji tlenków azotu SNCR; półsuchy system oczyszczania spalin z wtryskiem węgla aktywnego (redukcja: kwaśne zanieczyszczenia, metale ciężkie, dioksyny, furany); filtry workowe (odpylanie); kontrola procesu spalania, rozdział powietrza na pierwotne i wtórne (redukcja tlenku węgla)

Realizacja ww. Projektu pozwala Miastu spełnić wymagania dotyczące ograniczenia ilości odpadów komunalnych trafiających na składowiska, wynikające z polskiego i europejskiego prawa, ponadto ITPOK może również pełnić rolę źródła restartowego systemu elektroenergetycznego miasta Poznania w przypadku wystąpienia tzw. „black-outu".

Zgodnie z ustawą z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii 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). Z zapisów ustawy wynika możliwość, dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła w ITPOK, udziału w aukcjach na sprzedaż energii elektrycznej oraz możliwość zakupu wytworzonej energii cieplnej przez lokalnego dystrybutora.

13.7 Podsumowanie

Racjonalne wykorzystanie energii, a w szczególności energii źródeł odnawialnych, jest jednym z istotnych komponentów zrównoważonego rozwoju, przynoszącym wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie paliwowo-energetycznym gmin i miast województwa wielkopolskiego przyczynia się do poprawy efektywności wykorzystania i oszczędzania zasobów surowców energetycznych, poprawy stanu środowiska poprzez redukcję zanieczyszczeń do atmosfery i wód oraz redukcję ilości wytwarzanych odpadów. W związku z tym wspieranie rozwoju tych źródeł staje się coraz poważniejszym wyzwaniem dla jednostek samorządowych.

Możliwości wykorzystania poszczególnych źródeł energii odnawialnej i lokalnej na terenie miasta Poznań przedstawiają się następująco:

Biomasa (drewno, zieleń miejska, słoma):

- ograniczony potencjał, przy relatywnie dużych możliwościach technicznego wykorzystania tego typu paliwa w mieście;
- rola miasta winna polegać na pełnieniu funkcji popularyzatora oraz inwestora.

Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych:

- funkcjonująca od 2016 r. Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych (ITPOK) – Miasto jako inwestor dba o właściwe funkcjonowanie instalacji, odpowiada za dostawę odpadów do instalacji.

Biogaz:

- duży potencjał;
- istniejące instalacje – m.in. w Centralnej i Lewobrzeżnej Oczyszczalni Ścieków (Aquanet S.A.) oraz dwie instalacje w sąsiedztwie składowiska odpadów w Suchym Lesie (ZZO Sp. z o.o.);

- rola miasta winna polegać na pełnieniu funkcji koordynatora działań spółek operatorów instalacji jw., których jest udziałowcem, jak również - mecenasa zagospodarowania biogazu w miejscach jego powstawania.

Energia wiatru:

- potencjalne możliwości wykorzystania tej energii ograniczone są lokalnymi warunkami przestrzenno-krajobrazowymi oraz gospodarczymi;
- na obszarze miasta brak jest siłowni wiatrowych – występują instalacje edukacyjne małej mocy.

Mała energetyka wodna:

- na obszarze miasta brak jest cieków wodnych o odpowiednim potencjale dla budowy układów energetyki wodnej.

Energia geotermalna:

- zidentyfikowane złoże wód geotermalnych w rejonie obszaru górniczego przy Jeziorze Maltańskim – brak możliwości wykorzystania energetycznego; wody termalne wykorzystywane do celów rekreacyjno-leczniczych;
- Poznański Ośrodek Specjalistycznych Usług Medycznych (POSUM) – system wentylacji budynku oparty o wymiennik gruntowy (61 odwiertów);
- możliwe wykorzystanie kolektorów gruntowych poziomych i pionowych w instalacjach pomp ciepła.

Kolektory słoneczne, instalacje fotowoltaiczne, pompy ciepła:

- wykorzystanie głównie w budownictwie jednorodzinnym, obiektach usługowych oraz użyteczności publicznej;
- rola miasta winna polegać na pełnieniu funkcji popularyzatora oraz inwestora w wypadku obiektów miejskich.

W ostatnim czasie zauważalne jest zwiększenie liczby obiektów wykorzystujących odnawialne źródła energii na terenie Poznania i przewiduje się dalszy przyrost takich instalacji. Duży wpływ na zainteresowanie rozwiązaniami wykorzystującymi OZE ma możliwość pozyskania dofinansowania, zwłaszcza w przypadku wysokonakładowych inwestycji, tj. instalacje fotowoltaiczne bądź pompy ciepła. Nie bez znaczenia jest również postępujący wzrost cen paliw kopalnych, który wpływa na zwiększenie konkurencyjności instalacji OZE. Ze względu na istniejące w mieście uwarunkowania klimatyczne, hydro- i geologiczne oraz przestrzenno-krajobrazowe można założyć, że największe przyrosty mogą wystąpić w wykorzystaniu kolektorów słonecznych, instalacji fotowoltaicznych, pomp ciepła oraz biomasy. Miasto winno pełnić istotną rolę w propagowaniu energetyki odnawialnej. Dotyczy to w szczególności realizacji instalacji OZE w miejskich obiektach użyteczności publicznej.

14. Ocena poziomu zapotrzebowania na chłód i możliwości jego pokrycia

14.1 Technologie pozyskiwania chłodu

Wewnętrzny klimat w pomieszczeniach i prawidłowe temperatury mają wielki wpływ na efektywność pracy i komfort w biurach i sklepach, jak również w hotelach, centrach handlowych i budynkach mieszkalnych. Wytwarzanie chłodu użytkowego dla potrzeb bytowych lub technologicznych należy do bardziej energochłonnych technologii, nie pozostających bez wpływu na degradację środowiska oraz emisję gazów cieplarnianych zubażających warstwę ozonową. Istotną kwestią staje się zatem możliwie najbardziej efektywne wykorzystanie energii pierwotnej do produkcji chłodu, sprawniejsze niż w przypadku powszechnie dotychczas stosowanej technologii wytwarzania chłodu, opartej na zastosowaniu lokalnych agregatów sprężarkowych.

W tradycyjnych układach klimatyzacyjnych zapotrzebowanie na chłód najczęściej jest pokrywane przy pomocy centralnie zainstalowanych sprężarkowych agregatów chłodniczych, wytwarzających wodę lodową przesyłaną wewnętrzną instalacją hydrauliczną do odbiorników – głównie central wentylacyjnych bądź klimakonwektorów. Przy zastosowaniu technologii sprężarkowej energią napędową potrzebną do wyprodukowania wody lodowej jest energia elektryczna, której ceny systematycznie rosną na przestrzeni ostatnich lat w konsekwencji wzrostu cen pierwotnych nośników energii i uprawnień do emisji CO_2, co z jednej strony prowadzi do wzrostu kosztów pozyskiwania chłodu, z drugiej per saldo niekorzystnie wpływa na wielkość emisji gazów cieplarnianych, ze względu na ograniczoną sprawność wytwarzania wymienionej formy energii napędowej dla układów chłodzenia.

Konkurencyjną alternatywą jest zastosowanie urządzeń absorpcyjnych (bądź adsorpcyjnych), napędzanych ciepłem z dowolnego źródła, począwszy od paleniska lokalnego, poprzez miejski system ciepłowniczy, ciepło odpadowe z układów technologicznych, w tym instalacji skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, po ciepło ze źródeł odnawialnych, np. ciepło instalacji słonecznych. Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych szczególnie interesujące możliwości tkwią w zastosowaniu technologii absorpcyjnych w połączeniu z układem kogenerecyjnym, co umożliwia w okresie letnim zwiększenie sprzedaży ciepła i uzyskanie dodatkowych dochodów oraz efektywniejsze wykorzystanie posiadanej infrastruktury, prowadząc do skrócenia czasu zwrotu z inwestycji w kosztowne skądinąd instalacje wytwórcze.

Dążenie do efektywnego wykorzystania zasobów energetycznych w połączeniu z minimalizacją obciążeń środowiskowych sprawia, że w obydwóch przypadkach najczęściej do produkcji chłodu stosowana jest technologia absorpcyjna, w miejsce najczęściej dotychczas stosowanej technologii sprężarkowej, wymagającej zasilania energią elektryczną. W ogólnym przypadku technologie produkcji chłodu oparte na absorpcji mogą wykorzystywać do tego celu ciepło z bezpośredniego spalania paliw takich jak gaz ziemny, olej opałowy czy biogaz, ale także nośniki ciepła, jak: parę i gorącą wodę, czy też wody geotermalne. Wykorzystanie technologii absorpcyjnych w układach skojarzonych wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i chłodu, np. w układzie generatora prądotwórczego na-

pędzanego silnikiem gazowym z wykorzystaniem ciepła odpadowego spalin i wody z obiegu chłodzenia silnika do produkcji chłodu lub ciepła, umożliwia wykorzystanie energii pierwotnej paliw w 88% i więcej. Ponadto wykorzystanie do produkcji chłodu wód ze zbiorników naturalnych lub innych źródeł energii odnawialnej, jak: wód geotermalnych, biogazu lub gorącej wody z kolektorów słonecznych, umożliwia, zależnie od warunków miejscowych, znaczące oszczędności ograniczonych zasobów naturalnych. Na świecie notuje się zatem dynamiczny wzrost wykorzystania absorpcyjnych urządzeń chłodniczych w pokryciu potrzeb chłodniczych obiektów biurowych i innych obiektów użyteczności publicznej, zwłaszcza w dużych aglomeracjach miejskich, jak: Paryż, Berlin, Drezno czy Sztokholm. Wzrastające znaczenie technologii absorpcyjnej w optymalizacji zużycia energii pierwotnej w systemach komunalnych jest także widoczne w działaniach Komisji Europejskiej, finansującej programy badawcze i pilotażowe z zakresu skojarzonej produkcji ciepła i chłodu.
Priorytet efektywnego wykorzystania energii paliw kopalnych oraz zmniejszenia negatywnego oddziaływania instalacji na środowisko naturalne w ramach rozwijanej na szczeblu wspólnotowym polityki zrównoważonego rozwoju, znalazły odzwierciedlenie nie tylko na polu skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. W art. 3 lit. b dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG, pojęciem "ciepła użytkowego" określono ciepło wytwarzane w procesie kogeneracji w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego popytu na ciepło lub chłodzenie, zaś pod pojęciem "ekonomicznie uzasadnione zapotrzebowanie" określono zapotrzebowanie, które nie przekracza potrzeb w zakresie ciepła lub chłodzenia i które w innej sytuacji zostałoby zaspokojone w warunkach rynkowych przy zastosowaniu procesów wytwarzania energii innych niż kogeneracja. Zatem w przypadku skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, ciepło odpadowe z elektrowni może zastąpić lokalną produkcję chłodu i ciepłej wody użytkowej u odbiorców, co oprócz ogólnie znanych korzyści wynikających ze stosowania wysokosprawnej kogeneracji, powoduje wymierne oszczędności w zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców, zaś największe korzyści odnosi środowisko naturalne, obciążone zredukowanym strumieniem zanieczyszczeń gazowych, w tym również tzw. gazów cieplarnianych.
Obecnie zatem najefektywniejsza produkcja ciepła i chłodu odbywa się w sposób skojarzony z wytwarzaniem energii elektrycznej. Moc skojarzoną elektrociepłowni projektuje się tak, aby w zimie maksymalna ilość ciepła odpadowego z produkcji energii elektrycznej była wykorzystywana w ciepłownictwie zdalaczynnym. W polskich warunkach klimatycznych w lecie wolumen zapotrzebowania na ciepło jest dużo mniejszy, albowiem ogranicza się w wielu przypadkach do zaspokajania potrzeb odbiorców komunalnych w zakresie wytwarzania ciepłej wody użytkowej. Wykorzystanie ciepła zdalaczynnego do wytwarzania chłodu użytkowego może zatem przynosić znaczące korzyści ekonomiczne i ekologiczne, wynikające ze zwiększenia wykorzystania zdolności produkcyjnych elektrociepłowni, oraz zmniejszenia emisji spalin do środowiska, w porównaniu z emisją przy wytwarzaniu rozdzielonym. Tradycyjne, indywidualne instalacje chłodnicze w budynkach mają generalnie niski współczynnik efektywności energetycznej EER (rzędu 2,5), co oznacza, że do wyprodukowania 2,5 kWh chłodu zużywa się 1 kWh energii elektrycznej. Rozwiązania wykorzystujące wodę gruntową mogą osiągać wartość dwa razy większą. Natomiast system

chłodzenia zdalaczynnego w amsterdamskiej dzielnicy Zuidas zużywa tylko 1 kWh energii elektrycznej do wyprodukowania 10 kWh efektu chłodzenia, co oznacza, że chłodzenie zdalaczynne może zredukować emisję CO_2 o około 75% w porównaniu z konwencjonalnymi agregatami chłodniczymi.
Ujmując rzecz w aspekcie historycznym, zdalaczynne zasilanie systemów klimatyzacyjnych miało swój początek w Stanach Zjednoczonych, gdzie technologie klimatyzacyjne ulegały stopniowemu rozwojowi od początków XX w., zaś począwszy od lat pięćdziesiątych ubiegłego stulecia zastosowanie urządzeń klimatyzacyjnych nabrało charakteru powszechnego. Jako przykład można wymienić eksploatowany od 1882 r. New York City Steam System, będący obecnie największym na świecie systemem scentralizowanej dostawy pary, zasilający obszar Manhattanu pomiędzy ulicami 89 i 96, dostarczający parę do celów ogrzewania i klimatyzacji. Obecnie operatorem wymienionego systemu jest firma Consolidated Edison Company of New York. W Europie istotne w skali komercyjnej wykorzystanie systemów zdalaczynnej dostawy ciepła do celów dostarczania chłodu miało swoje początki zasadniczo w Skandynawii, gdzie z jednej strony dążono do ekonomicznego wykorzystania istniejących źródeł zdalaczynnej dostawy ciepła również w okresie letnim, z drugiej strony okazało się, że zapotrzebowanie na chłodzenie w Europie Północnej, wywoływane jest nie tylko przez czynniki atmosferyczne, lecz również przez zapotrzebowanie o charakterze komercyjnym i przemysłowym, w tym z ciągle wzrastającymi pod koniec XX w. potrzebami chłodzenia sprzętu elektronicznego. Obecnie sieć zdalaczynnej dostawy chłodu, np. w Sztokholmie, jest bardzo rozległa. Około 7 milionów metrów kwadratowych obiektów komercyjnych w Sztokholmie jest podłączonych do sieci chłodzenia zdalaczynnego. Rozbudowywana w Paryżu, od końca lat siedemdziesiątych ubiegłego stulecia sieć zdalaczynnej dostawy wody lodowej zasila obecnie obiekty o powierzchni użytkowej przekraczającej 5 milionów metrów kwadratowych.
Poniżej przedstawiono przykłady instalacji znajdujących się w Polsce, w których wykorzystuje się ciepło z sieci ciepłowniczej do produkcji chłodu.
Jesienią 2015 roku w Zielonej Górze grupa EDF uruchomiła dwie instalacje chłodnicze bazujące na technologii adsorpcyjnej, zasilane z miejskiej sieci ciepłowniczej.
Pierwsza z nich mieści się w Centrum Przyrodniczym, gdzie zainstalowano chłodziarkę absorpcyjną o wydajności chłodniczej na poziomie 50 kW. Najważniejsze parametry pracy urządzenia to temperatura wody grzewczej 70/65 stopni, wody lodowej 12/7 stopni, zapotrzebowanie mocy elektrycznej to 1,3 kW.

Druga instalacja o mocy chłodniczej 120 kW znajduje się w Centrum Nauki Keplera i zainstalowano w niej podobne urządzenie, dla którego temperatury czynników oraz pobór energii elektrycznej jest taki sam jak urządzenia o mocy 50 kW. Obie instalacje są zasilane z elektrociepłowni Zielona Góra.
W czerwcu 2017 roku zostało uruchomione przez Fortum „Laboratorium Ciepła i Chłodu" znajdujące się we Wrocławiu. Instalacja składa się z trzech chłodziarek i jest zasilana z miejskiej sieci ciepłowniczej. Moc poszczególnych urządzeń waha się od 16 do 32 kW. Chłodziarka adsorpcyjna działa wraz ze sprężarkową w układzie hybrydowym. W okresie letnim istniejące rury mają być wykorzystywane do przesyłania zimnej wody. Celem działania instalacji jest wybranie najkorzystniejszej technologii do celów komercyjnych.

Również w elektrociepłowni Karolin od szeregu lat działa instalacja chłodnicza. Instalacja jest oparta o chłodziarkę absorpcyjną bromolitową o mocy 545 kW zasilaną parą wodną 130 stopni. Podany pobór energii elektrycznej instalacji wynoszący 40 kW dotyczy całej instalacji klimatyzacyjnej, łącznie z klimakonwektorami, która jest wykorzystywana do chłodzenia 39 pomieszczeń w budynkach elektrociepłowni.
W październiku 2014 roku w Krakowie została uruchomiona instalacja chłodnicza wyposażona w agregat adsorpcyjny o mocy 7 kW zasilany ciepłem z miejskiej sieci ciepłowniczej. Wytworzona woda lodowa jest wykorzystywana do chłodzenia szaf tyrystorowych służących do kontroli pracy silników pomp. Instalacja ta jest instalacją badawczą, której działanie ma na celu dostarczyć informacji na temat możliwości wykorzystania ciepła sieciowego do produkcji chłodu na terenie Krakowa.
Ww. stanowią jedynie przykłady zastosowania ciepła produkowanego w źródłach systemowych do produkcji chłodu w Polsce.

14.2 Ocena stanu aktualnego oraz przewidywanych zmian zapotrzebowania na chłód dla miasta Poznania

Wśród systemów technicznych budynków (względnie ich części stanowiących samodzielną całość techniczno-użytkową), oprócz systemów ogrzewczych i wentylacji, zapewniających dostawę energii użytkowej na potrzeby ogrzewania i wymiany powietrza w pomieszczeniach, a także systemów przygotowania ciepłej wody użytkowej, coraz częściej znajdują zastosowanie obsługujące więcej niż jedno pomieszczenie systemy chłodzenia, zapewniające dostawę energii użytkowej do chłodzenia pomieszczeń, dzięki którym następuje w nich kontrolowane obniżenie temperatury lub wilgotności powietrza. Zatem, w ogólnym przypadku, rozpatrując całokształt zagadnienia optymalizacji wykorzystania źródeł wytwórczych ciepła eksploatowanych na danym obszarze, nie sposób pominąć kwestii wykorzystania chłodu użytkowego.
Brak powszechnego stosowania instalacji klimatyzacyjnych w budynkach sprawia, że w Polsce potrzeby w tym zakresie są najczęściej realizowane przez zastosowanie indywidualnych klimatyzatorów montowanych na zewnętrznych elewacjach budynków, co powoduje skuteczne oszpecenie tych ostatnich, ze wszystkimi negatywnymi skutkami w ogólnym krajobrazie miejskim. Ponadto wymienione urządzenia zużywają olbrzymie ilości energii elektrycznej, emitują hałas i wykazują ograniczoną niezawodność. Zastosowanie w budynku nowoczesnej instalacji klimatyzacji i wentylacji jest rozwiązaniem nieporównanie bardziej akceptowalnym z punktu widzenia estetyki, niezawodności i minimalizacji zużycia energii pierwotnej. Całkowicie nowe perspektywy w dziedzinie komfortu, sprawności działania i odpowiedzialności za środowisko otwiera chłodnictwo zdalaczynne, stosowane coraz częściej w przypadku nowoczesnych budynków o różnym przeznaczeniu. Chłodzenie zdalaczynne oznacza swoistą zmianę w zapewnianiu wewnętrznego komfortu cieplnego, zaś dostarczanie wymaganego efektu chłodzącego z centralnego, wysokosprawnego źródła stwarza ogromne różnice w odniesieniu do wytwarzania i rozkładu kosztów infrastruktury, kosztów eksploatacji oraz osiąganych poziomów wydajności i niezawodności. Scentralizowane zasilanie poprzez sieci, w których praktycznie nie ma strat energii

cieplnej, czyni możliwym uzyskanie znaczącego efektu skali, a także wykorzystanie zaawansowanych technologii, zaprojektowanych od podstaw w poczuciu odpowiedzialności za środowisko. Według danych liczbowych organizacji Euroheat & Powers, scentralizowane układy chłodzenia zdalaczynnego są ponad 5 razy bardziej efektywne energetycznie niż tradycyjne, indywidualne urządzenia klimatyzacyjne. Obecnie zatem chłodzenie zdalaczynne zdobywa pozycję technologii przełomowej, stanowiącej bazę do projektowania i rozwoju miast w obecnym stuleciu, jak również staje się nowym sposobem osiągania wymiernych korzyści w dziedzinie walki z postępującymi skutkami zmian klimatu.

Zapotrzebowanie na chłód do celów klimatyzacyjnych systematycznie rośnie. Obecnie w Polsce kluczowymi odbiorcami są: nowe obiekty handlowo–usługowe, wielkokubaturowe obiekty biurowe oraz inne obiekty użyteczności publicznej. Wzrost zapotrzebowania na chłód związany jest także z modernizacją wszystkich wyżej wymienionych grup obiektów i podnoszeniem ich standardu. Ostatnio tendencje te nasilają się, co jest związane ze wzrostem wymagań użytkowników oraz nowelizowanymi uwarunkowaniami prawnymi, narzucającymi ostrzejsze wymagania dotyczące ilości i jakości powietrza. Przykładowo, w odniesieniu do szeroko pojętych obiektów leczniczych, rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 26 czerwca 2012 r. w sprawie szczególnych wymagań, jakim powinny odpowiadać pomieszczenia i urządzenia podmiotu wykonującego działalność leczniczą (Dz.U. 2012 r. poz. 739) narzuca wymogi zastosowania, co najmniej w części powierzchni, klimatyzacji. Można zatem zakładać, że ilość powierzchni klimatyzowanych będzie w obiektach leczniczych rosła, stawiając nowe wyzwania techniczne, inwestycyjne i eksploatacyjne, mające wpływ na inne systemy obiektu.

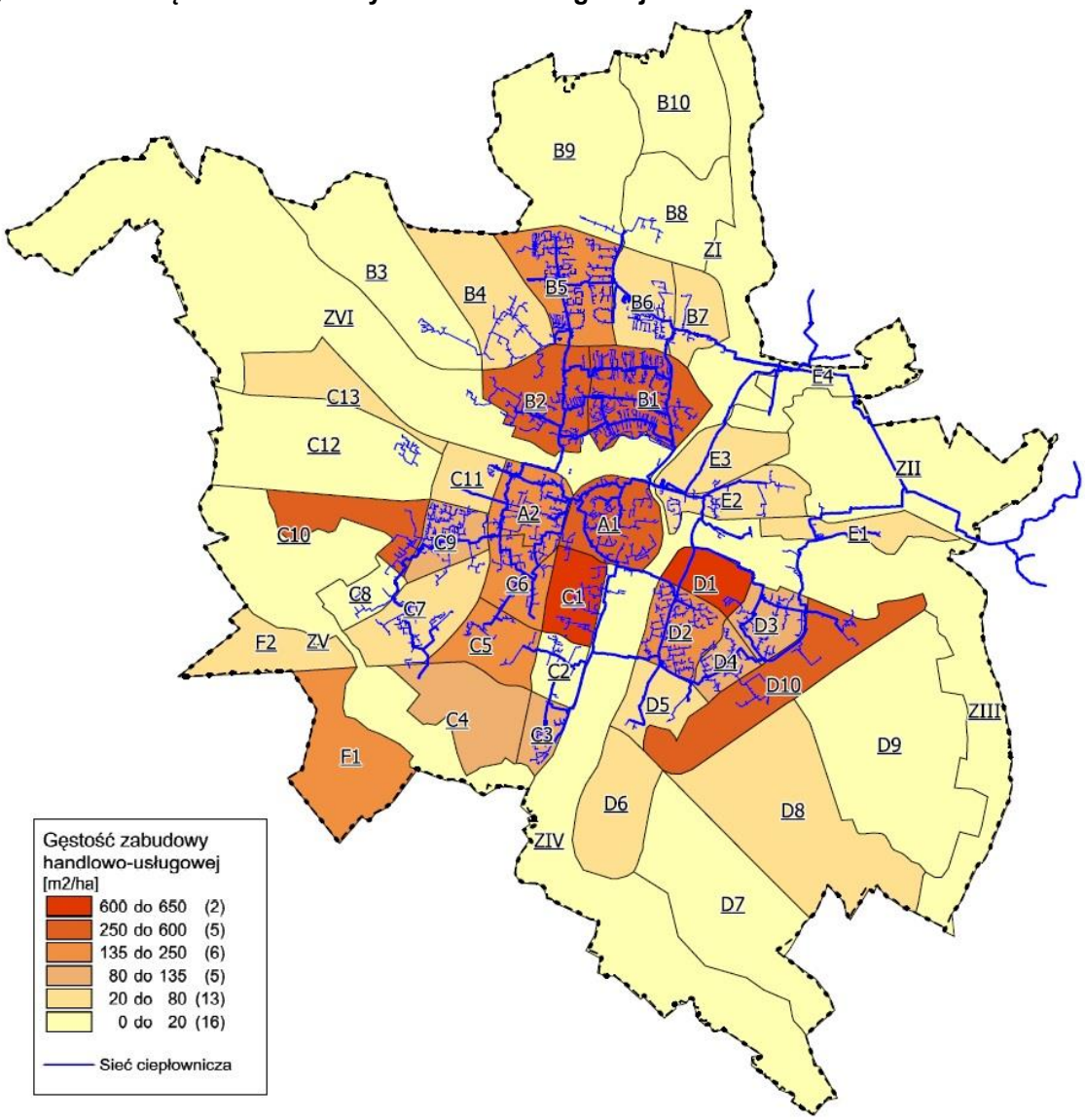
W ogólnym przypadku można wyróżnić dwa podstawowe warianty układów zdalaczynnej dostawy chłodu, tj. :

- system scentralizowany, w którym chłód (w postaci np. wody lodowej) wytwarzany jest w źródle i następnie przesyłany do odbiorców za pomocą specjalnej sieci dystrybucyjnej;
- system zdecentralizowany (rozproszony), w którym węzły cieplno-chłodnicze lub centrale chłodnicze zainstalowane są u odbiorców i zasilane ciepłem z sieci dystrybucji ciepła.

W pierwszym przypadku stosowane są urządzenia o dużej mocy, zasilane ciepłem grzejnym lub lepiej odpadowym, np. parą wylotową z turbiny w centralnym źródle wytwórczym chłodu, w drugim produkcja chłodu odbywa się lokalnie w agregatach dobudowanych do dotychczasowych węzłów cieplnych odbiorców. W przypadku centralnego wytwarzania nośnika chłodu mamy do czynienia z redukcją jednostkowych nakładów inwestycyjnych na urządzenia do wytwarzania chłodu i znacznymi nakładami na budowę sieci przesyłowej oraz najczęściej zwiększeniem zużycia energii na pompowanie nośnika chłodu. W drugim przypadku unika się nakładów na budowę sieci przesyłowej nośnika chłodu, jednakże należy liczyć się z mniej sprawną energetycznie generacją chłodu w stosunkowo niewielkich agregatach wytwórczych i większymi stratami przesyłowymi ciepła napędowego. Odrębnym problemem staje się zapewnienie fachowej eksploatacji agregatów wytwórczych przez obsługę o odpowiednich kwalifikacjach. Wybór optymalnego rozwiązania winien być zatem przedmiotem dogłębnej analizy techniczno-ekonomicznej, jednakże nie ulega wątpliwości, iż z przesłanek natury ekonomicznej wynika, że system scentralizowany z wytwa-

rzaniem chłodu w źródle wymaga dużej gęstości zapotrzebowania na chłód, umożliwiającej pokrycie zwiększonych nakładów na budowę sieci przesyłowo-dystrybucyjnej nośnika chłodu. Na poniższych rysunkach zobrazowano specyficzne dane odnośnie rozkładu gęstości zapotrzebowania, co może stanowić materiał użyteczny dla wstępnego zakresu decyzji odnośnie kształtu ewentualnego systemu scentralizowanej dostawy chłodu na rozpatrywanym obszarze.

Rysunek 14-1 Gęstość zabudowy handlowo-usługowej

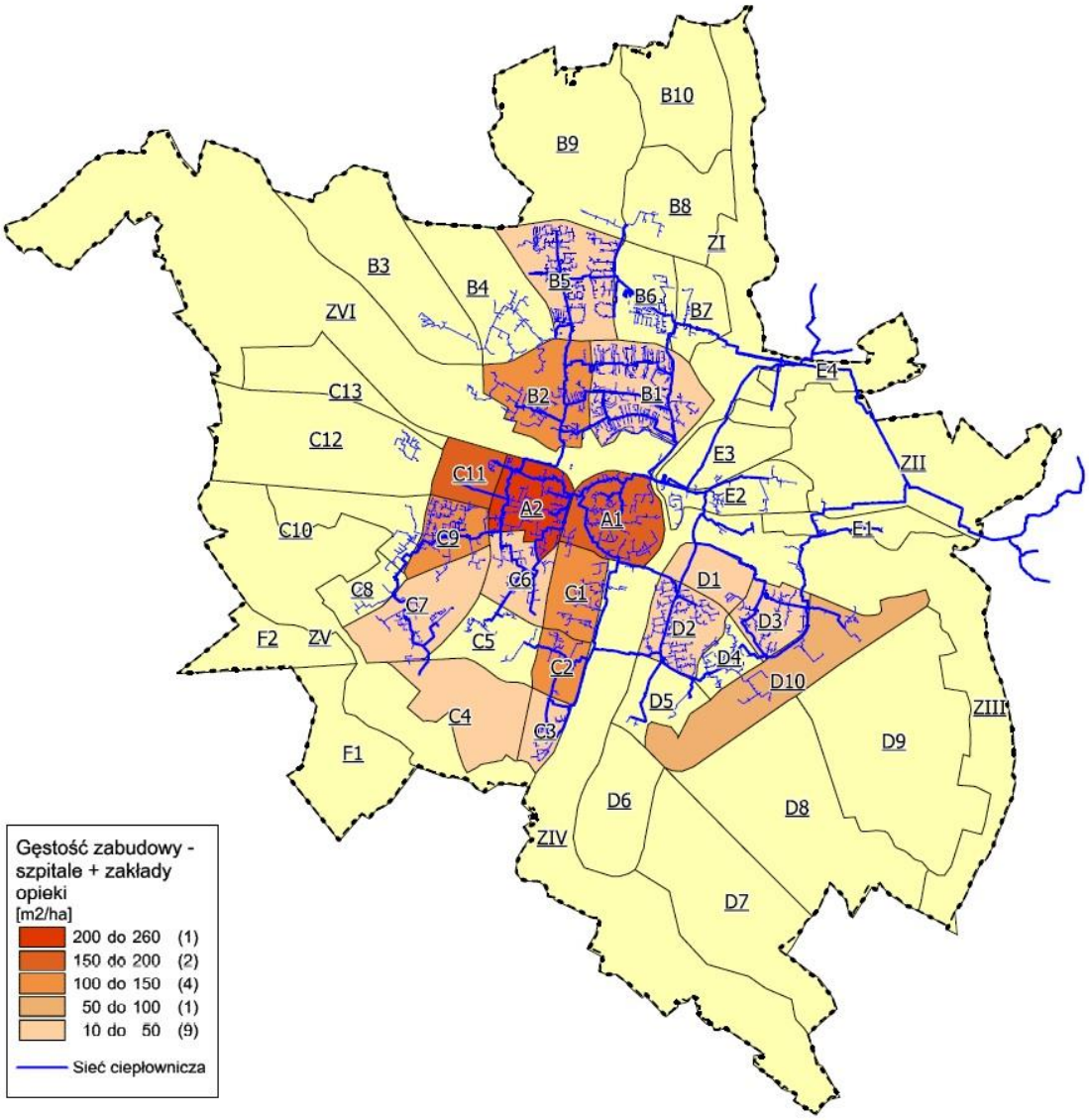


Źródło: opracowanie własne

Podmiotem kompetentnym do wykonania przedmiotowej analizy techniczno-ekonomicznej z natury rzeczy jest przedsiębiorstwo (partner prywatny), zainteresowane rozwojem komercyjnych dostaw chłodu zdalaczynnego, skądinąd ponoszące ryzyko z tytułu ewentualnych błędów popełnionych na etapie przyjmowania niezbędnych założeń analitycznych. Tym niemniej, jak wynika z załączonych rysunków oraz zamieszczonej w ramach dalszych rozważań tabeli, w przypadku Poznania ewentualna budowa scentralizowanego systemu

dostawy wody lodowej, wytwarzanej w centralnym źródle chłodu, może być rozpatrywana głównie w ramach jednostek bilansowych A1 i A2.

Rysunek 14-2 Gęstość zabudowy: szpitale i zakłady opieki zdrowotnej

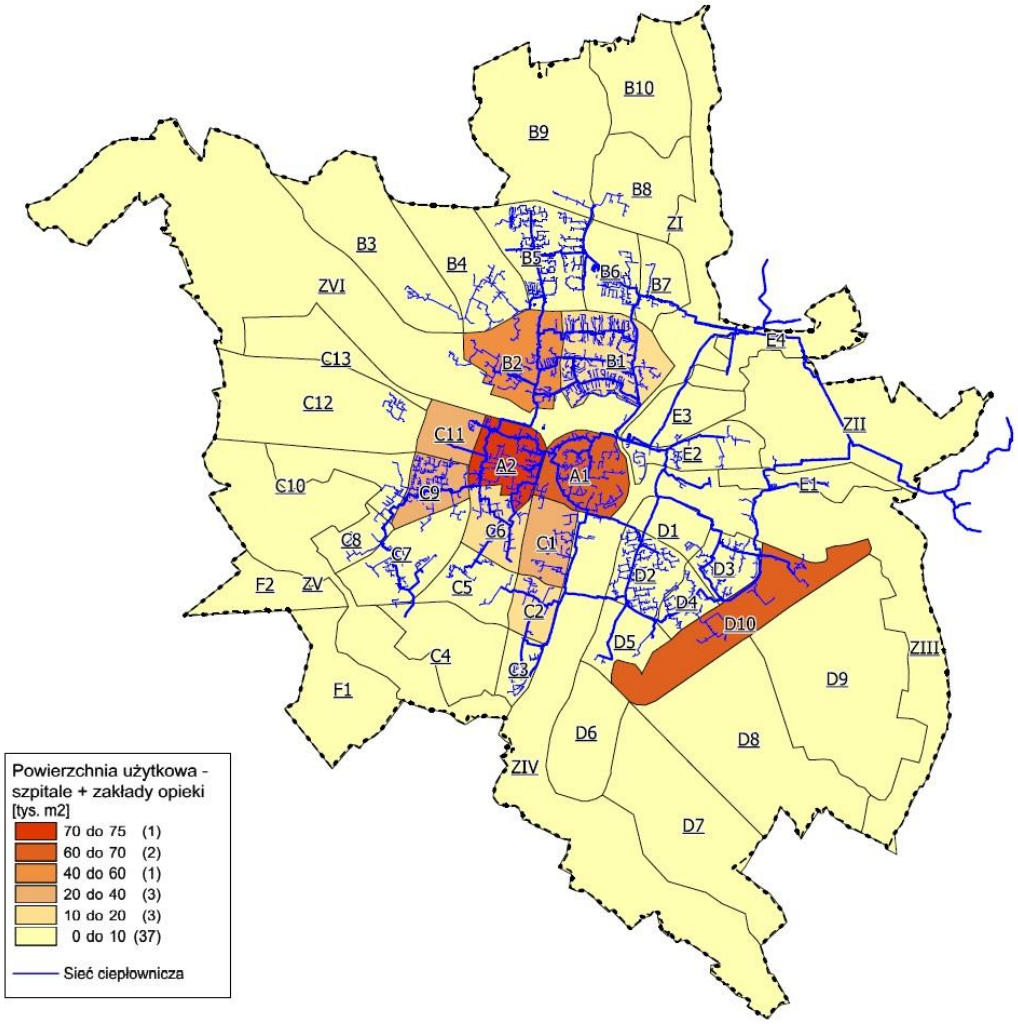


Źródło: opracowanie własne

Odrębnym problemem jest wyposażenie istniejących obiektów w systemy chłodzenia pomieszczeń, czego koszty wymagają odrębnych i złożonych analiz dla każdego z rozważanych przypadków. Jednakże nie ulega wątpliwości, że jest to inwestycja znacząco oddziałująca na późniejsze koszty eksploatacji obiektów o charakterze komercyjnym, jak również bytowym, co ma decydujące znaczenie dla całokształtu projekcji ekonomiczno-finansowej działalności eksploatatora obiektu. O ile bowiem wyposażenie budynków w centralne systemy ogrzewania i wentylacji, a często także centralnej dostawy ciepłej wody użytkowej, należy do rozwiązań stosunkowo popularnych, o tyle systemy zapewnienia chłodu użytkowego mają w skali naszego kraju wciąż jeszcze charakter wyjątkowy, zaś koszty wyposażenia obiektu budowlanego w dodatkowy, nieprzewidziany na etapie projektowania system techniczny, z natury rzeczy przewyższają, nierzadko o rząd wielkości,

koszty wyposażenia w taki system budynków nowoprojektowanych. Dlatego też nie sposób zdefiniować wielkości realnego zapotrzebowania bez znajomości rachunku potencjalnych kosztów przyłączenia konkretnych budynków do systemu zdalaczynnej dostawy chłodu oraz ewentualnych zysków z tego wynikających. Podmiotami kompetentnymi do przeprowadzenia stosownych analiz są właściciele i zarządcy budynków, skądinąd kompetentni do podejmowania decyzji o przyłączeniu danego obiektu do sieci zdalaczynnej dostawy chłodu oraz ponoszący ewentualne koszty i ryzyko z tego wynikające.

Rysunek 14-3 Powierzchnia użytkowa szpitali i zakładów opieki zdrowotnej



Źródło: opracowanie własne

Ponieważ zatem ewentualne przyłączenie budynków niewyposażonych w instalacje klimatyzacyjne do sieci zdalaczynnej dostawy ciepła jest skomplikowaną i wysoce niepewną kwestią decyzyjną, w ramach przeprowadzonych działań w zakresie rozpoznania potencjalnego rynku dostawy chłodu, dokonano inwentaryzacji istniejących obiektów wyposażonych w systemy klimatyzacyjne, której wyniki zebrano w tabeli poniżej.

Tabela 14-1 Zidentyfikowane zapotrzebowanie chłodu użytkowego dla obiektów na obszarze Poznania

Lp.	Jedn. bilans.	Rodzaj obiektu	Adres	Moc potrzeb [kW]	Dotychczasowy sposób zaspokojenia
1	A1	Inne niemieszkalne	al. Niepodległości 10 i 12 ul. Święty Marcin 82	360	klimatyzatory
2	A1	Oświaty, nauki i kultury	al. Niepodległości 12, ul. Święty Marcin 81	466	klimatyzatory
3	A1	Szpitale i zakłady opieki medycznej	ul. Bolesława Krysiewicza 7/8	100	
4	A1	Szpitale i zakłady opieki medycznej	ul. Feliksa Nowowiejskiego 56/58	140	
5	A1	Szpitale i zakłady opieki medycznej	ul. Garbary 15	2 000	
6	A1	Oświaty, nauki i kultury oraz budynki sportowe	ul. Henryka Wieniawskiego 1	1 000	klimatyzacja nawiewna
7	A1	Oświaty, nauki i kultury oraz budynki sportowe	ul. Powstańców Wielkopol-skich 16	226	klimatyzatory
8	A1	Handlowo-usługowe	ul. Święty Marcin 24	2 300	agregaty wody lodowej
9	A1	Oświaty, nauki i kultury oraz budynki sportowe	ul. Towarowa 53	360	klimatyzatory
10	A1	Farmapol sp.z o.o.	ul. Święty Wojciech 29	100	klimatyzatory
11	A1	Biurowiec	ul. Woźna 15a	65	klimatyzatory
12	A2	Międzynarodowe Targi Poznańskie Sp. z o.o.	ul. Głogowska 14	2 0497	woda lodowa, freon
13	A2	Ginekologiczno-Położniczy Szpital Kliniczny Uniwersytetu Me-dycznego im. Karola Marcinkowskiego	ul. Polna 33	900	układy chłodnicze: woda lodowa, freon
14	B2	Szpitale i zakłady opieki medycznej, Samodzielny Publiczny Za-kład Opieki Zdrowotnej MSW im. prof. L. Bierkowskiego	ul. Dojazd 34	200	
15	B2	Szpitale i zakłady opieki medycznej, Szpital Wojewódzki	ul. Juraszów 7/19	244	woda lodowa
16	B4	Inne niemieszkalne	ul. Szarych Szeregów 27	20	
17	B4	Biurowiec	Ul. Strzeszyńska 38/42	3 100	klimatyzacja i technologia
18	B7	Przemysłowe - Mleczarnia Naramowice Sp. z o.o.	ul. Karpia 31	85	
19	B7	Biurowe	ul. Rubież 46A	b.d.	agregaty chłodnicze, klima-tyzatory ścienne
20	B7	Biurowe	ul. Rubież 46B	b.d.	klimatyzatory typu split
21	B7	Oświaty, nauki i kultury oraz budynki sportowe	ul. Rubież 46C	b.d.	agregaty chłodnicze Daikin
22	B7	Oświaty, nauki i kultury oraz budynki sportowe	ul. Rubież 46H	700	
23	C1	Politechnika Poznańska	pl. Marii Skłodowskiej-Curie 5	3 500	klimatyzacja (pompy ciepła /540kW/ + agregaty w.lodowej)
24	C5	Baza Techniczna MPK	ul. Drobna 3	15	klimatyzator

Lp.	Jedn. bilans.	Rodzaj obiektu	Adres	Moc potrzeb [kW]	Dotychczasowy sposób zaspokojenia
25	C5	Biurowce - Baza Techniczna MPK	ul. Drobna 4, 6	30	klimatyzator
26	C5	Uniwersytet Ekonomiczny -D.S. ATOL	ul. Antoniego Andrzejewskiego 11/17	13,3	klimatyzacja serwerowni
27	C6	Szpital położniczo-ginekologiczny	ul. Andrzeja i Władysława Niegolewskich 31, ul. Kazimierza Jarochowskiego 18	50	
28	C7	CH Piotr i Paweł	ul. Promienista 160	620	agregaty wody lodowej, agregaty sprężarkowe
29	C7	Zajezdnia autobusowa MPK Sp. z o.o. w Poznaniu	ul. Kacza 12	75	klimatyzatory
30	C8	Biurowe - Instytut Ochrony Roślin	ul. Władysława Węgorka 20	379	urządzenia klimatyzacyjne
31	C10	Biurowe - Biofarm Sp. z o.o.	ul. Wałbrzyska 13	1 000	woda lodowa 6/12
32	C11	Szpital Kliniczny im. Karola Jonschera Uniwersytetu Medycznego im. Karola Marcinkowskiego	ul. Szpitalna 27/33	300	klimatyzatory
33	D1	AWF im. E. Piaseckiego	ul. św. Rocha 9A	62,6	agregat chłodniczy, klimatyzator kanałowy
34	D5	STOMIL Poznań S.A.	ul. Starołęcka 18	15	
35	D5	Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego	ul. Unii Lubelskiej 3	150	urządzenia własne
36	D5	Biurowce	ul. Unii Lubelskiej 1	620	klimatyzator
37	D10	Inne niemieszkalne Kompania Piwowarska S.A.	ul. Szwajcarska 11	12 000	własna maszynownia chłodnicza
38	D10	Handlowo-usługowe - M1 CENTRUM HANDLOWE POZNAŃ	ul. Szwajcarska 14	1 200	klimatyzacja
39	D10	Wielospecjalistyczny Szpital Miejski im. J. Strusia z Zakł. Opiek.-Leczniczym	ul. Szwajcarska 3	590	klimatyzatory
40	D10	WRIGLEY POLAND sp. z o.o.	ul. Obodrzycka 69	5 400	cele technol. + klimatyzacja
41	E1	Przedsiębiorstwo motoryzacyjne „Pol – Car” Sp. z o.o.	ul. Chociebora 3, 5, ul. Gorzysława 9	110	energia elektryczna - klimatyzatory
42	E1	Produkcja Polska S.A. Zakład Produkcyjny Huta Szkła Antoninek	ul. Gorzysława 31/37	70	140kW (technol.) 30kW (klimatyz.)
43	E2	Gerdes MC Sp. z o.o.	ul. Nieszawska 15a	400	zamknięty obieg układu chłodzenia
44	E3	Przedsiębiorstwo Handlu Chemikaliami „CHEMIA" S.A.	ul. św. Michała 100	50	klimatyzacja
45	E4	Biurowce	ul. Kołodzieja 11	170	
46	F1	Auchan Polska Sp. z o.o. Hipermarket Komorniki	ul. Głogowska 432	b.d.	własna produkcja chłodu
47	F1	Oddział Zewnętrzny Aresztu Śledczego w Poznaniu	ul. Nowosolska 40	8,4	klimatyzacja nawiewna

Lp.	Jedn. bilans.	Rodzaj obiektu	Adres	Moc potrzeb [kW]	Dotychczasowy sposób zaspokojenia
48	ZII	Volkswagen Poznań Sp. z o.o.	ul. Warszawska 349	3 600	schładzanie stref po suszarkach techn.
49	ZII	Biurowce	ul. Gnieźnieńska 32	223	układy freonowe (technologia 62% i klimatyzacja 38%)
50	ZIV	Oświaty, nauki i kultury oraz budynki sportowe - AWF im. E. Piaseckiego	ul. Droga Dębińska 10c	452,1	agregat chłodniczy
51	ZIV	Oświaty, nauki i kultury oraz budynki sportowe - AWF im. E. Piaseckiego	ul. Królowej Jadwigi 27/39	250,32	agregat chłodniczy
52	ZIV	Oświaty, nauki i kultury oraz budynki sportowe - Multikino S.A.	ul. Królowej Jadwigi 51	3 300	klimatyzacja
53	ZV	Universum Spółdz. Pracy - Cmentarz Junikowo -Dom Przedpogrzebowy	ul. Grunwaldzka 305	30	klimatyzacja
		Razem:		**67 546,72**	

Źródło: opracowanie własne

Jak wynika z powyższej tabeli, potencjał obiektów wyposażonych w instalacje oparte na wodzie lodowej wynosi w przypadku Poznania co najmniej 20 MW plus dodatkowe 14 MW chłodu technologicznego w zakładzie Kompanii Piwowarskiej S.A. Ewentualny rozwój sieci dostawy chłodu zdalaczynnego wymaga zaistnienia odpowiednich uwarunkowań ekonomicznych pomiędzy potencjalnym dostawcą chłodu oraz potencjalnymi odbiorcami nośnika chłodu, co w ogólnym przypadku wymaga wielu szczegółowych uzgodnień, w tym rozwiązania kwestii aspektów technicznych, w rodzaju uzgodnienia wymaganych parametrów nośnika chłodu lub ciepła zasilającego, co w ogólnym przypadku wykracza daleko poza zakres niniejszego opracowania.

Rozwój działalności w dziedzinie chłodnictwa scentralizowanego muszą poprzedzić precyzyjne studia wykonalności i analizy, jak również negocjacje pomiędzy ewentualnymi partnerami publicznymi i prywatnymi zaangażowanymi w proces tworzenia systemu (lub systemów) chłodzenia zdalaczynnego. Wśród przykładów zastosowań tego typu systemów centralnych można wymienić:

- ➔ Sztokholm w Szwecji, gdzie firma Stockholm Energi eksploatuje centralny system zaopatrzenia w energię chłodniczą, obsługujący budynki centrum handlowo-rekreacyjnego Globen;
- ➔ Paryż we Francji, gdzie absorpcyjne układy chłodnicze są źródłem chłodu dla centralnej sieci wody lodowej, obsługującej część obiektów, m.in. w biurowo-handlowej dzielnicy La Defense;
- ➔ Berlin, gdzie układy absorpcyjne są źródłem chłodu dla centralnego systemu zasilającego centrum biurowo-handlowe przy Placu Poczdamskim.

Pośród typowych studiów przypadku można również wymienić Amsterdam, gdzie w roku 2003 rozpoczęto budowę pierwszej w Holandii komercyjnej instalacji chłodzenia zdalaczynnego w pełnej skali technicznej w amsterdamskiej dzielnicy Zuidas, będącej centrum międzynarodowego biznesu, z siedzibami wielkich korporacji finansowych, spółek prawniczych, firm IT, a także międzynarodowymi hotelami i halami targowymi oraz kliniką uniwersytetu, jak również World Trade Centre. Pierwsze dostawy chłodzenia zdalaczynnego rozpoczęły się w maju 2006 r., zaś pierwszym zakontraktowanym klientem była centrala banku ABN AMRO, która oceniła swoje szczytowe roczne zapotrzebowanie mocy chłodniczej na 9,6 MW. Projektowaną wydajność źródła zdalaczynnej dostawy chłodu określono na poziomie 76 MW zapotrzebowania szczytowego. Taką wielkość zamówionej mocy chłodniczej osiągnięto w roku 2012, kiedy to produkcja chłodu przekroczyła wielkość 360 tys. GJ/a. Innym przykładem sukcesu jest Barcelona, gdzie po wdrożeniu systemu chłodzenia zdalaczynnego w dzielnicy Forum następuje dalszy dynamiczny rozwój tego systemu na szerszych obszarach miasta.

Należy zatem pamiętać, że jak wynika z dotychczasowych doświadczeń zagranicznych, do najważniejszych czynników sukcesu w zakresie rozwoju chłodnictwa zdalaczynnego należą:

- ➔ obecność gęsto zaludnionego obszaru z wieloma nowymi budynkami o znaczącym zapotrzebowaniu na chłodzenie, stwarzającego podstawę wizji ekonomicznej opłacalności przedsięwzięcia,
- ➔ gotowość lokalnych władz do wspierania rozwoju efektywnych energetycznie oraz przyjaznych dla środowiska sposobów zasilania w nośniki energii,

- ➔ wytrwałość lokalnego dostawcy usług energetycznych w przekonywaniu pierwszych klientów do podłączenia się do sieci zdalaczynnej dostawy chłodu,
- ➔ szeroko zakrojone plany miasta w kierunku zintegrowania infrastruktury energetycznej z nowymi dzielnicami miasta,
- ➔ silne, zdecydowane partnerstwo publiczno-prywatne jako baza dla projektu, z dobrą koordynacją skomplikowanych procesów planowania pomiędzy wszystkimi zaangażowanymi stronami.

Rola władz miasta skupia się zatem głównie w obszarze planistycznym oraz ewentualnie organizacyjnym. W polskim systemie prawnym polega to na wykorzystaniu w zakresie planowania narzędzi przewidzianych w ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tekst jednol. Dz.U. 2018 poz. 1945) oraz ustawie z dnia 19 grudnia 2008 r. o partnerstwie publiczno-prywatnym (tekst jednol. Dz.U. 2017 poz. 1834) i ewentualnie ustawie z dnia 21 października 2016 r. o umowie koncesji na roboty budowlane lub usługi (Dz.U. 2016 poz. 1920 ze zm.).
Z punktu widzenia przedsiębiorstwa ciepłowniczego najistotniejsze jest uzyskanie dodatniego wyniku finansowego z działalności operacyjnej. Możliwość rozszerzenia spektrum oferowanych usług w ramach działalności operacyjnej musi się zatem wiązać ze spełnieniem podstawowych warunków dotyczących efektywności inwestowania w nowy produkt - w nową usługę dla odbiorców końcowych. Konieczna jest zatem analiza przewidywanych przepływów środków finansowych dla nowej inwestycji - analiza jej wartości bieżącej netto (NPV) oraz innych wskaźników efektywności inwestycji metodami rachunku dynamicznego.
Trzeba przy tym uwzględnić, że podstawową barierą w stosowaniu absorpcyjnych układów chłodniczych w skojarzeniu z miejskimi systemami ciepłowniczymi w warunkach polskich jest przede wszystkim sposób regulacji temperatury pracy miejskich systemów ciepłowniczych, w większości przypadków przyjmujący temperatury zasilania w okresie letnim na poziomie 70°C i mniej, z czego wynika konieczność stosowania urządzeń adsorpcyjnych, gdyż większość seryjnie wytwarzanych agregatów absorpcyjnych wymaga temperatur zasilania na poziomie co najmniej 80°C. Stwarza to komplikacje techniczne, a co za tym idzie generuje dodatkowe koszty, w porównaniu do np. systemów skandynawskich, regulowanych ilościowo przy temperaturze zasilania rzędu 90°C.
Jak z powyższego wynika, jakkolwiek na obszarze Poznania można zidentyfikować istotne ilościowo zapotrzebowanie chłodu, wdrożenie systemu zdalaczynnej dostawy chłodu użytkowego wymaga rozwiązania wielu złożonych problemów natury technicznej, organizacyjnej i przede wszystkim ekonomicznej. Udział władz miasta Poznania we wdrażaniu unijnego projektu RESCUE (ang.: REnewable Smart Cooling for Urban Europe) stanowi szansę wykorzystania przy rozwiązywaniu wymienionych problemów rozległej wiedzy i doświadczeń zdobytych w zachodniej Europie, jednakże niezbędnym warunkiem ostatecznego wdrożenia systemu jest przekonanie właścicieli, deweloperów i zarządców nieruchomości do korzyści, w tym przede wszystkim ekonomicznych, wynikających ze stosowania chłodzenia zdalaczynnego. Dynamiczne przyłączanie nowych klientów do uruchomionej sieci zdalaczynnej dostawy chłodu lub ciepła napędowego dla agregatów absorpcyjnych jest najlepszym gwarantem rozwoju systemu i osiągnięcia założonych efektów technicznych, ekonomicznych i ekologicznych.

14.3 Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie chłodu

W ostatnich latach na obszarze Unii Europejskiej systematycznie wzrasta liczba użytkowanych systemów klimatyzacyjnych, co powoduje dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w okresach letnich obciążeń szczytowych. W niektórych krajach wpływa to już znacząco na bilans energetyczny, w tym również na wzrost cen energii elektrycznej w letnich szczytach poboru. Taki stan rzeczy ma wpływ na kształtowanie ogólnej polityki europejskiej. Oprócz zasadniczych trendów europejskiej polityki energetycznej, nakierowanych na ogólne podnoszenie efektywności energetycznej, generalnie zaostrza się wymagania w odniesieniu do już eksploatowanych i nowo projektowanych budynków, wskazując na konieczność udzielania pierwszeństwa strategiom służącym poprawie charakterystyki cieplnej budynków, w tym również w okresie letnim. Dlatego też uznano iż należy skoncentrować się na środkach pozwalających uniknąć przegrzania, takich jak zacienianie oraz dostateczna pojemność cieplna konstrukcji budynku, a także na dalszym opracowywaniu i stosowaniu technologii pasywnego chłodzenia, szczególnie takich, które poprawiają warunki klimatyczne wnętrz oraz mikroklimat wokół budynków.
Jak opisano w poprzednich rozdziałach najskuteczniejszym przedsięwzięciem podejmowanym na etapie ustalania generalnych założeń projektowych budynku jest podjęcie decyzji o wyposażeniu obiektu, obok systemów ogrzewania oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej, w system techniczny zapewniający wentylację oraz dostawę chłodu. Umożliwia to zastąpienie montowanych w późniejszym okresie indywidualnych klimatyzatorów, skutecznie szpecących elewacje i nieefektywnie wykorzystujących energię, co najmniej centralnie zainstalowanym sprężarkowym agregatem klimatyzacyjnym, wytwarzającym chłód na potrzeby przygotowania powietrza. Ponieważ sprężarki agregatów chłodniczych nieomal zawsze napędzane są energią elektryczną, dalsze obniżenie emisji gazów cieplarnianych można uzyskać, stosując agregaty absorpcyjne lub adsorpcyjne, zasilane ciepłem. Jeszcze lepszy efekt energetyczny i ekologiczny uzyskuje się w przypadku wykorzystania do zasilania agregatu ciepła odpadowego, uzyskanego np. w procesie kogeneracji, lub ciepła ze źródeł odnawialnych, np. energii słonecznej. Jeszcze większe korzyści wystąpią w przypadku wykorzystania chłodu odnawialnego, np. ze źródeł w postaci wód powierzchniowych. Wykorzystanie dostaw chłodu wytwarzanego zdalaczynnie w powiązaniu z chłodem uzyskiwanym odnawialnie umożliwia w skrajnych przypadkach osiągnięcie wartości współczynnika efektywności energetycznej EER rzędu 10 i więcej i spektakularnej redukcji emisji CO_2 w porównaniu do konwencjonalnych urządzeń klimatyzacyjnych. Trzeba jednak pamiętać o najbardziej istotnych ograniczeniach wynikających z przesłanek ekonomicznych, bowiem ze wzrostem uzyskiwanej wielkości EER nie tylko maleją koszty energii zużywanej do wytwarzania chłodu, lecz zwykle również wzrastają nakłady inwestycyjne, obciążające późniejsze koszty dostawy chłodu, których nieprzekraczalną granicę stanowi koszt uzyskania przez odbiorcę chłodu w sposób alternatywny, np. z indywidualnego agregatu sprężarkowego. Przykładowo, zastosowanie chłodu odnawialnego do zasilania amsterdamskiego systemu w dzielnicy Zuidas, wymagało budowy sztucznego jeziora Neiuwe Meer, w którym temperatura wody na głębokości 30 m wynosi przez większą część roku około 5 ÷ 6°C, zaś w okresach, gdy temperatura ta jest wyższa, wytwarzanie chłodu jest wspomagane agregatami chłodniczymi. Temperatura wody zwracanej do jeziora Neiuwe Meer wynosi około 16°C. Jakkolwiek wybudowanie jeziora Neiuwe Meer wyma-

gało ogromnych nakładów finansowych, ceny chłodu dostarczanego z systemu jego zdalaczynnej dostawy udało się utrzymać poniżej kosztów wytwarzania chłodu w indywidualnych instalacjach odbiorców. Oczywiście do produkcji chłodu odnawialnego można wykorzystać również jeziora naturalne, jak np. amerykański Cornell University Lake Source Cooling System dostarczający 50 MW mocy chłodzącej kampusy uniwersyteckie w mieście Ithaca w stanie Nowy Jork, wykorzystujący wodę z polodowcowego jeziora Cayuga o powierzchni 172 km^2 i głębokości 133 m, w którym czas zatrzymania wody wynosi 18,2 lat.

W przypadku jezior naturalnych na obszarze Poznania wymagana głębokość rzędu 30 m występuje jedynie w Jeziorze Kierskim. Jednakże zagadnienie określenia ewentualnej przydatności do zasilania systemu chłodzenia zdalaczynnego wymaga, po określeniu kształtu tegoż systemu, szczegółowych analiz ekologicznych określających wpływ ewentualnego przedsięwzięcia na stan środowiska naturalnego, których tematyka z natury rzeczy wybiega daleko poza zakres niniejszego opracowania. Przy planowaniu ewentualnego wykorzystania jezior naturalnych nie wolno ponadto zapomnieć o kwestii zmiany poziomu wód gruntowych wywołanych znaczącym poborem wody z jeziora, co może powodować podtapianie, bądź przesuszanie gruntów otaczających jezioro. Generalnie należy pamiętać iż sterowanie stanami wód w jeziorach powinno odbywać się w przedziale naturalnej zmienności stanów wód.

Podobnie jak w przypadku większości urządzeń energetycznych, dla ekonomicznej eksploatacji instalacji klimatyzacyjnych kluczowe znaczenie ma dobór właściwych parametrów punktu pracy oraz skuteczność zastosowanego układu automatycznej regulacji, co znajduje bezpośrednie przełożenie na optymalizację zużycia energii napędowej. Zatem podstawową zasadą racjonalnego wykorzystania systemów chłodzących jest zapewnienie i właściwe programowanie ich pracy. Ważnym aspektem jest wyłączanie systemów klimatyzacyjnych w okresach, w których klimatyzowane pomieszczenia nie są wykorzystywane, np. w biurach po godzinach pracy lub w budynkach mieszkalnych w okresach nieobecności domowników, lub niewykorzystywania określonych pomieszczeń z innych przyczyn. W odniesieniu do pomieszczeń, w których wymiana powietrza jest zapewniana przez instalacje klimatyzacyjne, kwestią powszechnie znaną jest konieczność utrzymania szczelności tych pomieszczeń, albowiem nawet drobne nieszczelności, np. okien, umożliwiają niepożądany dopływ ciepła, co prowadzi do zwiększenia zapotrzebowania mocy chłodzącej. Obecnie na rynku dostępne są elementy systemów sterowania ułatwiające racjonalną eksploatację systemów klimatyzacji, np. wyłączające klimatyzację w przypadku otwarcia okien.

Oczywistym warunkiem optymalnego wykorzystania energii napędowej jest utrzymanie systemu klimatyzacji w należytym stanie technicznym. Właściwe utrzymanie i przeglądy systemów ogrzewania i klimatyzacji przez wykwalifikowany personel przyczyniają się do utrzymania ich poprawnej regulacji, zgodnie ze specyfikacją wyrobu, i w ten sposób zapewniają ich optymalne funkcjonowanie z punktu widzenia środowiska, bezpieczeństwa pracy i wykorzystania energii. Zgodnie z postanowieniami, wdrażanej również w Polsce dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz.Urz. UE, L 153/13-35), niezależna ocena całego systemu ogrzewania i klimatyzacji powinna być przeprowadzana w regularnych odstępach czasu podczas jego cyklu życia, zwłaszcza przed jego wymianą lub moderniza-

cją. Właściwe podejście do certyfikacji energetycznej budynków, w tym przeglądów systemów ogrzewania i klimatyzacji, przeprowadzanych przez wykwalifikowanych lub akredytowanych ekspertów o niezależności gwarantowanej na podstawie obiektywnych kryteriów, winno prowadzić do wymiernych oszczędności energii w sektorze budowlanym, wprowadzając przejrzystość dla właścicieli lub użytkowników obiektów w zakresie charakterystyk energetycznych na wspólnotowym rynku nieruchomości. Polska została zobowiązana do ustanowienia niezależnego mechanizmu kontroli w celu zapewnienia wysokiej jakości przeglądów systemów ogrzewania i klimatyzacji.

15. Elektromobilność

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 brak infrastruktury ładowania, wysokie ceny pojazdów oraz ich ograniczony zasięg.
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.

Dnia 11 stycznia 2018 r. przyjęta została ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz.U. 2018 poz. 317). Ustawa ta określa ramy prawne dla rozwoju infrastruktury służącej do ładowania pojazdów elektrycznych oraz wykorzystania paliw alternatywnych, tj. sprężony (CNG) oraz skroplony (LNG) gaz ziemny.
Wspomniana ustawa nakłada na władze samorządowe szereg obowiązków mających przyczynić się do dynamicznego rozwoju elektromobilności na terenie Polski. Jednym z nich jest konieczność opracowywania przez jednostki samorządu terytorialnego co 3 lata analizy kosztów i korzyści związanych z wykorzystaniem w komunikacji miejskiej pojazdów zeroemisyjnych. Opracowanie ma zawierać analizy efektów środowiskowych, ekonomicznych oraz społecznych planowanych inwestycji w dziedzinie elektromobilności. Termin sporządzenia ww. opracowania po raz pierwszy określono na 31 grudnia 2018 r.
Art. 60 ustawy określa minimalną liczbę punktów ładowania jakie winny być zainstalowane do końca 2020 r. w ogólnodostępnych stacjach ładowania, w zależności od liczby mieszkańców i ilości zarejestrowanych pojazdów samochodowych w gminach. W przypadku miasta Poznania (art. 60, ust. 1 pkt 2) wymagana jest instalacja co najmniej 210 punktów ładowania - liczba mieszkańców powyżej 300 tys., gminy, w których zarejestrowanych zostało co najmniej 200 000 pojazdów i na 1 000 mieszkańców przypada co najmniej 500 pojazdów samochodowych.
Ustawa zobowiązuje również prezydenta do sporządzenia raportu dotyczącego liczby punktów ładowania na obszarze miasta i w przypadku, kiedy z raportu wynika, że nie została osiągnięta ich wymagana ilość, dodatkowo zobowiązuje go do opracowania planu budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. W takim przypadku obowiązek budowy stacji

ładowania przechodzi na operatora systemu dystrybucyjnego, działającego na danym terenie, po wcześniejszym uzgodnieniu opracowanego planu budowy stacji.
Ponadto ustawa wprowadza wymagania dotyczące zasad organizacji transportu komunikacji miejskiej i udziału pojazdów elektrycznych we flocie pojazdów użytkowanych przez urząd. W przypadku autobusów zeroemisyjnych nałożono na jednostki samorządu terytorialnego obowiązek zapewnienia ich udziału we flocie użytkowanych pojazdów na poziomie 5% od stycznia 2021 r. Udział ten wzrośnie do 10% od 2023 r., a następnie do 20% od 2025 r. Równocześnie na mocy ustawy jednostki samorządowe mają obowiązek zapewnić od stycznia 2020 r. minimum 10-procentowy udział pojazdów elektrycznych wśród użytkowanych pojazdów.

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 będzie 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. Środki finansowe, którymi będzie dysponował fundusz, mają pochodzić w głównej mierze z budżetu państwa, wpływów z tytułu opłaty zastępczej oraz środków przekazywanych przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Ponadto nowelizacja zakłada wprowadzenie opłaty emisyjnej na benzynę silnikową i olej napędowy wprowadzany na polski rynek.

Zwiększenie liczby pojazdów elektrycznych oraz rozwój infrastruktury wykorzystywanej do ich obsługi wymagać będzie uwzględnienia w rozwoju systemu elektroenergetycznego zarówno wzrostu zużycia energii, jak i wzrostu zapotrzebowania mocy, szczególnie na obszarach silnie zurbanizowanych oraz trasach przelotowych.
Przykładowo dla miast takich jak Poznań (>300 000 mieszkańców) przy wymaganej liczbie punktów ładowania >210 i mocy powyżej 22 kW (minimalna moc punktu ładowania o dużej mocy), wymagana dostępność mocy dodatkowej do roku 2020 dla punktów ładowania samochodów osobowych w mieście może osiągnąć wielkość ok. 5 MW, a przy założeniu mocy na poziomie średniej jak dla stacji Greenway z tabeli poniżej może osiągnąć ponad 20 MW.
Obecnie dostępna rynkowo infrastruktura do ładowania samochodów elektrycznych zapewnia moc ładowania maksymalnie 50 kW. Oczekiwane przez rynek jest pokrycie zapotrzebowania na stacje dużych mocy, które zapewniałyby możliwość ultraszybkiego ładowania mocą 350 kW.

Wyróżniamy trzy podstawowe typy stacji ładowania samochodów elektrycznych:
- ➔ Stacje domowe – stacja ładująca może być montowana na ścianie w garażu i nie wymaga żadnej autoryzacji w celu jej podłączenia;
- ➔ Stacje w miejscach publicznych – stacje, które mogą być wykorzystywane komercyjnie za opłatą lub darmowo, oferowane we współpracy z właścicielami parkingów lub producentami pojazdów elektrycznych. Stacje tego typu mogą być wykorzystywane w centrach handlowych, przed biurowcami lub na ulicy;

➔ Stacje szybkiego ładowania – umożliwiające ładowanie samochodu w mniej niż 30 minut, do lokalizacji na stacjach benzynowych, szczególnie przy trasach szybkiego ruchu, co daje możliwość znacznego zwiększenia jego zasięgu.

Celowym jest połączenie stacji ładowania samochodów elektrycznych z systemem fotowoltaicznym poprzez budowę wiat solarnych.

Problemem jest jeszcze obecnie relatywnie wysoka awaryjność stacji ładowania, co stanowić może o ograniczeniu założonego tempa rozwoju elektromobilności z uwagi na brak pełnej dyspozycyjności pojazdów z napędem elektrycznym.

Wyposażenie stacji ładowania w zasobnik bateryjny wpłynie na zmniejszenie obciążenia sieci dystrybucyjnej stacji w miejscu jej instalacji, co pozwoli w przyszłości na optymalizację działania krajowego systemu energetycznego. Baterie samochodowe oraz magazyny energii znajdujące się przy punktach ładowania pojazdów będą mogły zostać wykorzystane jako źródło energii w czasie szczytowego zapotrzebowania, zaś w czasie zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną, występującego w tak zwanej dolinie nocnej - będą ją pobierały.

Rozwój elektromobilności będzie miał pozytywny wpływ na jakość powietrza w miastach, gdzie duża część zanieczyszczeń powietrza pochodzi z sektora transportu. Zastąpienie części pojazdów spalinowych pojazdami elektrycznymi wpłynie także na zmniejszenie zanieczyszczenia miast hałasem, co spowoduje poprawę zdrowia mieszkańców.

Na terenie Poznania znajduje się, według stanu na 2018 r., 7 stacji ładowania pojazdów elektrycznych eksploatowanych przez firmę Greenway Polska Sp. z o.o. Zestawienie stacji przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 15-1 Stacje ładowania pojazdów elektrycznych – Greenway

Lokalizacja stacji	Moc stacji [kW]	Typ stacji
Auchan Swadzim	93	stacja szybkiego ładowania
BP Bukowska Wysogotowo	93	stacja szybkiego ładowania
Galeria A2	93	stacja szybkiego ładowania
Factory Poznań Luboń	72	stacja szybkiego ładowania
Galeria Handlowa Panorama	72	stacja szybkiego ładowania
Park Handlowy Franowo	93 / 44	stacja szybkiego ładowania / stacja półszybka
Galeria Malta *	72	stacja szybkiego ładowania

Źródło: Greenway Polska Sp. z o.o.

** obecnie na etapie uruchamiania*

Każda z wyżej wymienionych stacji posiada trzy złącza do ładowania samochodów w różnych standardach – dwa złącza ładowania prądem stałym o mocy do 50 kW (CHAdeMO oraz CCS) i jedno złącze ładowania prądem zmiennym (typ 2) o mocy do 22 kW lub 43 kW. Dodatkowo ładowarka półszybka znajdująca się w stacji PH Franowo posiada dwa złącza ładowania prądem zmiennym o mocy do 22 kW.

Firma Greenway ma dalsze plany dotyczące rozbudowy infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych na terenie Poznania, wśród których znajduje się:

- instalacja 5-10 ładowarek półszybkich na prąd zmienny – inwestycja uzależniona od możliwości wynajmu gruntu od Miasta Poznań, m.in. zlokalizowanych w punktach przesiadkowych – parkingi park&ride, miejsca przy dworcach kolejowych, węzłach komunikacyjnych;
- dalszy rozwój sieci stacji ładowania (ładowarki szybkie i półszybkie) w zależności od tempa rozwoju rynku samochodów elektrycznych.

Zgodnie z mapą zamieszczoną na portalu orpa.pl (Obserwatorium Rynku Paliw Alternatywnych) na terenie Poznania, oprócz stacji których operatorem jest Greenway, znajdują się również stacje szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych innych operatorów, zgodnie z poniższa tabelą.

Tabela 15-2 Stacje szybkiego ładowania pojazdów elektrycznych (bez stacji Greenway)

Nazwa, lokalizacja stacji	Moc stacji	Liczba stacji	Liczba / typ gniazd ładowania
Tesla Supercharger - City Park Hotel & Residence ul. Wyspiańskiego 26A	do 120 kW	4	4 x Tesla
Lidl ul. Wilkońskich 1	do 50 kW	1	1 x Typ 2 1 x CCS 1 x CHAdeMO
Galeria Posnania ul. Pleszewska 1	do 11 kW	1	2 x Typ 2
Hotel HP Park ul. Baraniaka 77	do 22 kW	1	2 x Typ 2
IKEA ul. Szwedzka 10	do 22 kW	1	1 x Typ 2 2 x Schuko
EV Plus ul. Ostrowska 474	do 22 kW	1	2 x Typ 2
Volkswagen Centrum ul. Jadwigi Wajsówny 9	do 50 kW	1	1 x Typ 2 1 x CCS
Nissan Japan Motors ul. Głogowska 448	do 50 kW	1	1 x CHAdeMO

Źródło: www.orpa.pl

W zakresie niskoemisyjnego transportu publicznego inwestycje na terenie Poznania realizowane są przez Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne w Poznaniu Sp. z o.o. (spółka z udziałem miasta). W trakcie realizacji znajduje się zamówienie ogłoszone przez MPK dotyczące nowych autobusów miejskich o napędzie elektrycznym – zakres inwestycji obejmuje 15 autobusów przegubowych z dostawą do 16.12.2019 r. oraz 6 autobusów standardowych z dostawą do 28.02.2020 r. W związku z zakupem pojazdów elektrycznych na potrzeby komunikacji miejskiej spółka MPK planuje realizację budowy infrastruktury ładowania autobusów:

➔ 10 dwustanowiskowych stacjonarnych stacji ładowania (Zajezdnia autobusowa Warszawska) o mocy wyjściowej 80 kW z możliwością pracy w trybie 2 x 40 kW (jednoczesne ładowanie dwóch pojazdów na jednej stacji),

➔ system ładowania pantografowego:
  - Pętla Garbary – jedna stacja ładowania 1-stanowiskowa o mocy 270 kW,
  - Dworzec Sobieskiego – dwie stacje ładowania 2-stanowiskowe o mocy zależnej od trybu pracy: ładowanie podstawowe (jeden pojazd na jednym stanowisku) moc nominalna 540 kW oraz w trybie jednoczesnego ładowania dwóch pojazdów 2 x 270 kW,

- Pętla Falista (prawo opcji do 31.12.2020 r.) - dostawa jednej ładowarki 2-stanowiskowej o mocy 540 kW,

➔ 3 mobilne stacje ładowania o mocy 40 kW – Zajezdnia autobusowa Warszawska,

➔ system zarządzania infrastrukturą ładowania.

We wrześniu 2018 r. spółka MPK Poznań podpisała umowę na dostawę stacji ładowania z firmą Ekoenergetyka z Zielonej Góry. Całość inwestycji ma zostać zrealizowana w trzecim kwartale 2019 r. Łączna moc stacji objętych umową wynosi ponad 2,2 MW oraz 540 kW – dodatkowa stacja z prawem opcji.

Zgodnie z powyższym Miasto Poznań rozpoczęło realizację obowiązków narzuconych przez ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Inwestycja MPK Poznań Sp. z o.o. przyczyni się do zapewnienia udziału autobusów zeroemisyjnych użytkowanych w komunikacji miejskiej co najmniej na poziomie 5%, spełniając wymagania ustawy. Ponadto podjęte zostaną działania w celu zapewnienia co najmniej 30% udziału pojazdów elektrycznych we flocie obsługującej Urząd Miasta – po realizacji zamierzenia obowiązek określony w art. 68 ustawy zostanie spełniony z nawiązką. Na zlecenie Miasta Poznania jest przygotowywana obecnie analiza kosztów i korzyści dotycząca wykorzystania pojazdów niskoemisyjnych na terenie miasta. Po ukończeniu projekt analizy będzie podlegał konsultacjom społecznym.

Istotnym elementem, który będzie miał wpływ na tempo rozwoju elektromobilności zarówno na skalę krajową, jak i regionalną, jest rozbudowa infrastruktury elektroenergetycznej w stopniu gwarantującym możliwość bezproblemowego poruszania się pojazdami elektrycznymi na odpowiednio duże odległości.

16. Ocena oddziaływania systemów energetycznych na stan jakości powietrza w mieście

16.1 Stan jakości powietrza atmosferycznego w mieście

16.1.1 Ocena aktualnego stanu jakości powietrza w mieście

Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Poznaniu realizując zadania Państwowego Monitoringu Środowiska (PMŚ) prowadzi monitoring jakości powietrza na terenie województwa wielkopolskiego, wykorzystując do tego celu wyniki pomiarów parametrów meteorologicznych oraz stężeń zanieczyszczeń z kilkudziesięciu stacji pomiarowych na terenie województwa.

Na obszarze miasta Poznań funkcjonują 4 stacje monitoringu jakości powietrza:

- stacja przy ul. Polanka 24:
- pomiary automatyczne stężeń: SO_2, NO_2, NO_x, NO, CO, $CO_{(8h)}$;
- pomiary manualne stężeń: pyłu PM2,5;
- stacja przy ul. Dąbrowskiego 169:
- pomiary automatyczne stężeń: SO_2, NO_2, NO_x, NO, CO, $CO_{(8h)}$, O_3, $O_{3\ (8h)}$, benzenu, pyłu zawieszonego PM10, pyłu zawieszonego PM2,5;
- pomiary manualne stężeń: pyłu PM2,5;
- stacja przy ul. Jana Spychalskiego (dawniej: ul. Chwiałkowskiego) 34a:
- pomiary manualne stężeń: pyłu zawieszonego PM10 oraz zawartości benzo(a)pirenu, ołowiu, arsenu, kadmu i niklu w PM10;
- stacja przy ul. Szymanowskiego 17:
- pomiary manualne stężeń: pyłu zawieszonego PM10.

Wyniki pomiarów prowadzonych na ww. stacjach przedstawiają tabele poniżej.

Tabela 16-1 Wyniki pomiarów pyłu PM10 w latach 2013÷2017

Adres stacji	Stężenie pyłu PM10									
	uśrednianie 24-godzinne − częstość przekraczania poziomu dopuszczalnego [norma: 35 razy]					średnie dla roku [µg/m^3] [norma: 40 µg/m^3]				
	2013	2014	2015	2016	2017	2013	2014	2015	2016	2017
ul. Polanka	44	70	54	49	35	29,5	36	35	33	26
ul. Dąbrowskiego	27	49	55	44	41	24,8	37	31	30	29
ul Szymanowskiego	25	31	33	30	32	21,0	26	26	27	27
ul. J. Spychalskiego (dawniej ul. Chwiałkowskiego)	48	73	56	51	38	32,4	35	33	32	30

Źródło: WIOŚ Poznań – Roczne oceny jakości powietrza w województwie wielkopolskim dla poszczególnych lat w okresie 2013÷2017

przekroczenie wartości dopuszczalnej

Tabela 16-2 Wyniki pomiarów pyłu PM2,5 w latach 2013÷2017

Adres stacji	Stężenie pyłu PM2,5 – średnie dla roku [µg/m^3]				
	2013	2014	2015	2016	2017
ul. Polanka	23	26	24	24	22

Źródło: WIOŚ Poznań – Roczne oceny jakości powietrza w województwie wielkopolskim dla poszczególnych lat w okresie 2013÷2017

Tabela 16-3 Wyniki pomiarów metodą automatyczną zanieczyszczeń gazowych w latach 2013÷2017

Substancja	Okres uśredniania	Norma [µg/m^3]	Dopuszczalna częstość przekraczania poziomu dopuszczalnego	2013	2014	2015	2016	2017
Stacja przy ul. Polanka								
SO_2	24 godz.	125	3 razy	19	20	7	10	16
	1 godz.	350	24 razy	91	32	37	21	30
NO_2	1 rok	40	nie dotyczy	19	22	24	23	21
	1 godz.	200	18 razy	113	176	150	128	116
CO	8 godz.	10 000	nie dotyczy	2 066	2 560	2 000	2 000	4 000
Stacja przy ul. Dąbrowskiego								
SO_2	24 godz.	125	3 razy	19	19	10	16	27
	1 godz.	350	24 razy	41	30	35	34	51
NO_2	1 rok	40	nie dotyczy	20	19	25	24	21
	1 godz.	200	18 razy	144	138	184	166	186
CO	8 godz.	10 000	nie dotyczy	2 926	2 689	2 000	3 000	4 000
benzen	1 rok	5	nie dotyczy	0,5	0,3	1,1	1,4	1,4

Źródło: WIOŚ Poznań – Roczne oceny jakości powietrza w województwie wielkopolskim dla poszczególnych lat w okresie 2013÷2017

przekroczenie wartości dopuszczalnej

Tabela 16-4 Wyniki pomiarów metali i B(a)P w pyle w latach 2013÷2017

Substancja	Okres uśredniania	Norma	Jedn.	2013	2014	2015	2016	2017
Stacja przy ul. Chwiałkowskiego								
ołów	1 rok	0,5	[µg/m^3]	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01
kadm	1 rok	5	[ng/m^3]	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
arsen	1 rok	6	[ng/m^3]	1,8	1,1	2	1	2
nikiel	1 rok	20	[ng/m^3]	1,3	0,8	1	1	1
benzo(a)piren	1 rok	1	[ng/m^3]	2	2	2	2	3

Źródło: WIOŚ Poznań – Roczne oceny jakości powietrza w województwie wielkopolskim dla poszczególnych lat w okresie 2013÷2017

przekroczenie wartości dopuszczalnej

Tabela 16-5 Wyniki pomiarów ozonu pod kątem ochrony zdrowia w latach 2015÷2017

Adres stacji	Dopuszczalna liczba dni z przekroczeniami poziomu docelowego uśredniona w ciągu kolejnych 3 lat	Liczba dni z przekroczeniami poziomu dopuszczalnego w roku kalendarzowym			
		2015	2016	2017	uśredniona liczba przekroczeń z lat 2015-2017
ul. Dąbrowskiego	25	26	14	2	14

Źródło: WIOŚ Poznań – Roczne oceny jakości powietrza w województwie wielkopolskim dla poszczególnych lat w okresie 2015÷2017

Jak widać z zestawień w powyższych tabelach, na terenie Poznania odnotowano w latach 2014÷2017 przekroczenia dopuszczalnych norm dla pyłu PM10 oraz benzo(a)pirenu (z opracowanej w 2014 r. „Aktualizacji założeń…" wynika, że przekroczenia dopuszczalnych norm dla pyłu PM10 oraz B(a)P odnotowano również w latach 2010÷2013).

W przypadku pyłu PM10 liczba dni z przekroczeniami wartości dobowej 50 µg/m^3 przekroczyła wartość dopuszczalną dla roku (35 dni), w każdym roku z analizowanego przedziału czasowego, natomiast w przypadku benzo(a)pirenu odnotowano w latach 2014÷2017 przekroczenie poziomu docelowego wynoszącego: 1 ng/m^3 (stężenia średnioroczne).

Nie odnotowano przekroczeń dla pyłu PM2,5 badanego metodą manualną oraz dla substancji gazowych, których pomiar wykonywano metodą automatyczną.

Nie odnotowano również przekroczenia liczby dni z przekroczeniem poziomu docelowego dla ozonu w roku kalendarzowym (120 µg/m^3), stwierdzając 14 dni przy dozwolonych 25 dniach (wartość dopuszczalna uśredniona z ostatnich trzech lat).

Przedstawione powyżej wyniki pomiarów stężeń substancji w powietrzu w latach 2014÷2017, wskazują na konieczność kontynuacji przypisania w roku 2013 strefie aglomeracja poznańska kategorii C, obligującej do sporządzenia programu ochrony powietrza.

Tabela 16-6 Klasyfikacja strefy aglomeracja poznańska z uwzględnieniem kryteriów określonych w celu ochrony zdrowia

Substancja	Parametr stanowiący podstawę klasyfikacji strefy	2013	2014	2015	2016	2017
SO_2	poziom dopuszczalny (stężenia 1-godz. i 24-godz.)	A	A	A	A	A
NO_2	poziom dopuszczalny (stężenia 1-godz. i średnie dla roku)	A	A	A	A	A
CO	poziom dopuszczalny (stężenie 8-godzinne kroczące liczone ze stężeń 1-godz.)	A	A	A	A	A
benzen	poziom dopuszczalny (stężenia średnie dla roku)	A	A	A	A	A
PM2,5	poziom dopuszczalny (stężenia średnie dla roku)	A	B	A	A	A
PM10	**poziom dopuszczalny (stężenie 24-godz.)**	**C**	**C**	**C**	**C**	**C**
benzo(a)piren	**poziom docelowy**	**C**	**C**	**C**	**C**	**C**
As	poziom docelowy	A	A	A	A	A
Cd	poziom docelowy	A	A	A	A	A
Ni	poziom docelowy	A	A	A	A	A
Pb	poziom dopuszczalny (stężenia średnie dla roku)	A	A	A	A	A
ozon	poziom docelowy (stężenie 8-godz.)	A	A	A	A	A
	poziom celu długoterminowego (stężenie 8-godz.)	D2	D2	D2	D2	D2

Źródło: WIOŚ Poznań – Roczne oceny jakości powietrza w województwie wielkopolskim dla poszczególnych lat w okresie 2013÷2017

W związku z przekroczeniem w 2013 roku dopuszczalnych poziomów stężeń pyłu zawieszonego PM10 oraz benzo(a)pirenu opracowany został i przyjęty uchwałą nr XI/316/15 Sejmiku Województwa Wielkopolskiego z dnia 26 października 2015 r. „Program ochrony powietrza w zakresie pyłu PM10 oraz B(a)P dla strefy aglomeracja poznańska, którego integralna część stanowi plan działań krótkoterminowych w zakresie pyłu PM10".

Podstawowym działaniem (wskazanym w ww. POP) zmierzającym do obniżenia stężeń na terenie strefy aglomeracja poznańska jest ograniczenie emisji pyłów oraz B(a)P przez zmianę sposobu ogrzewania. W celu uzyskania poprawy jakości powietrza proponuje się:

1. Podłączenie do sieci ciepłowniczej lub zmianę na ogrzewanie elektryczne, pompy ciepła (lub inne źródła odnawialnej energii) w lokalach ogrzewanych nisko-sprawnymi kotłami na paliwo stałe, zarówno w zabudowie wielo- jak i jednorodzinnej;
2. Wymianę nieefektywnego ogrzewania na paliwa stałe na nowoczesne piece gazowe, zarówno w zabudowie wielo- jak i jednorodzinnej;
3. Termomodernizację budynków, w których wymieniane jest źródło ciepła.

W ramach działań j.w. założono w POP obniżenie emisji z ogrzewania indywidualnego:

- pyłu PM10 o 40% (z 1896 Mg do 1140 Mg),
- B(a)P o 40% (z 240 kg do 144 kg).

Efekt taki zostanie uzyskany poprzez:

- podłączenie do sieci ciepłowniczej lub ogrzewanie elektryczne lub z wykorzystaniem OZE w ok. 354 tys. m^2 w zabudowie wielo- lub jednorodzinnej łącznie;

- wymianę niskosprawnych kotłów na paliwa stałe na piece gazowe lub zamiana na inne ogrzewanie niskoemisyjne w ok. 288 tys. m^2 w zabudowie wielo- oraz jednorodzinnej łącznie.

Do działań naprawczych (wymienionych w POP), związanych z obniżeniem emisji komunalnej na terenie miasta, mających na celu przywrócenie standardów jakości powietrza w zakresie stężeń pyłu zawieszonego PM10 oraz B(a)P, należą:

Kod działania	Tytuł działania	Opis działania
WpPozZOA	Obniżenie emisji z ogrzewania indywidualnego w obszarach bilansowych A1, C6 oraz C1 miasta Poznania	**Realizacja uchwały** wdrażającej zachęty finansowe mobilizujące do zmiany ogrzewania z paliw stałych na proekologiczne oraz określającej regulamin przyznawania dotacji celowych na modernizację budynków mieszkalnych jedno i wielorodzinnych oraz sukcesywne udzielanie dotacji końcowym odbiorcom na wymianę starych niskosprawnych kotłów, pieców i palenisk zasilanych paliwem stałym na ogrzewanie proekologiczne w zabudowie wielorodzinnej i jednorodzinnej, w tym m.in. na: ogrzewanie z miejskiej sieci ciepłowniczej, gazowe, elektryczne, pompy ciepła, inne proekologiczne rozwiązania nieoparte na spalaniu paliw stałych; **Ograniczenie emisji z ogrzewania indywidualnego w zasobie mieszkaniowym Miasta Poznania -** systematyczna wymiana starych niskosprawnych kotłów, pieców i palenisk zasilanych paliwem stałym na ogrzewanie proekologiczne w zabudowie wielorodzinnej zasobu mieszkaniowego Miasta Poznania, w tym m.in. na: ogrzewanie z miejskiej sieci ciepłowniczej, gazowe, elektryczne, pompy ciepła, inne proekologiczne rozwiązania nieoparte na spalaniu paliw stałych.
WpPozZOP	Obniżenie emisji z ogrzewania indywidualnego w pozostałych obszarach bilansowych miasta Poznania	

Natomiast do działań uwzględnionych w programie, wynikających z innych dokumentów strategicznych, należą:

Kod działania	Tytuł działania	Opis działania	Dokument będący podstawą do wykonania działania
WpPozPSC	Podłączenie do sieci ciepłowniczej (obiekty inne niż mieszkalne)	Rozbudowa i modernizacja systemów ciepłowniczych, podłączenie do sieci ciepłowniczej oraz termomodernizacje zakładów przemysłowych, spółek miejskich, warsztatów, zakładów usługowych i budynków użyteczności publicznej (likwidacja ogrzewania węglowego) w rejonie, gdzie sieć funkcjonuje.	Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania
WpPozTBM	Termomodernizacja budynków mieszkalnych	Kompleksowe termomodernizacje budynków mieszkalnych znajdujących się w zasobach gminy.	Uchwała Nr LXIII/985/Vi/2014 Rady Miasta Poznania z dnia 25 lutego 2014 r. w sprawie programu gospodarowania mieszkaniowym zasobem Miasta Poznania na lata 2014-2018

Termin realizacji Programu ustala się na dzień 31.12.2025 r.

16.1.2 Bilans emisji zanieczyszczeń powietrza związanych z wytwarzaniem energii oraz ocena jej wpływu na stan jakości powietrza w mieście

Podstawowymi czynnikami decydującymi o uciążliwości sektora energetycznego są emisje zanieczyszczeń zawierających przede wszystkim tlenki siarki i azotu, a także cząstki stałe. Wielkość emisji z energetyki jest determinowana przez kilka czynników. W największym stopniu o uciążliwości sektora decyduje zapotrzebowanie na dostarczaną energię i paliwa, a następnie efektywność systemów ograniczania emisji.

Aktualnie (2018 r.) na terenie miasta Poznań zlokalizowane są dwa źródła zasilające system ciepłowniczy: Elektrociepłownia Karolin oraz Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych – ITPOK (uruchomiona w II-gim kwartale 2016 r.). Do 2016 roku funkcjonowała również Elektrociepłownia Garbary podająca ciepło do msc. EC Garbary została wyłączona i zlikwidowana w drugiej połowie 2016 roku. Łączna roczna emisja zanieczyszczeń do powietrza z ww. źródeł w okresie 2014÷2017 podana została w tabeli poniżej. W aktualnie pracujących źródłach systemowych zastosowano wysokosprawne urządzenia ochrony powietrza, które zapewniają redukcje zanieczyszczeń do poziomów nie przekraczających limitów określonych w pozwoleniach zintegrowanych oraz konkluzjach BAT. Szczegółowy opis tych urządzeń zamieszczono w rozdz. 16.1.4.

Tabela 16-7 Roczna emisja zanieczyszczeń do powietrza ze źródeł systemowych w latach 2014÷2017

Rok	Źródło	Emisja roczna [Mg]				
		SO_2	NO_2	Pył	CO	CO_2
2014	msc (EC Karolin + EC Garbary + gaz. źródła szczytowe)	2 153	1 821	223	271	1 158 099
2015	msc (EC Karolin + EC Garbary + gaz. źródła szczytowe)	1 842	2 091	118	207	1 045 079
2016	msc (EC Karolin + EC Garbary + gaz. źródła szczytowe)	707	2 016	62	169	1 146 998
2017	msc (EC Karolin + ITPOK + gaz. źródła szczytowe)	539	2 225	52	106	1 235 380

Źródło: Veolia Energia Poznań S.A. (EC Karolin i EC Garbary); SUEZ Zielona Energia Sp. z o.o. (ITPOK)

W tabeli poniżej porównano wielkości rocznych emisji ze źródeł systemowych w roku 2013 i 2017.

Tabela 16-8 Porównanie emisji rocznej ze źródeł systemowych w roku 2013 i 2017

Substancja	Wielkość emisji [Mg/rok]		% zmiany wielkości emisji w 2017 roku w stosunku do stanu z 2013 r.: (-) ograniczenie emisji (+) wzrost emisji
	2013	2017	
SO_2	2 581	539	(-) 79%
NO_2	1 940	2 225	(+) 15%
Pył	213	52	(-) 76%
CO	163	106	(-) 35%
CO_2	1 158 099	1 235 380	(+) 7%

W 2017 roku łączna wielkość emisji SO_2 oraz pyłu ze źródeł zasilających system ciepłowniczy jest o ponad 70% mniejsza, niż w roku 2013 (gdy funkcjonowała jeszcze Elektrociepłownia Garbary). Na ten istotny efekt ekologiczny miało wpływ zarówno wyłączenie ww. EC Garbary, jak i zabudowa / modernizacja systemów ochrony powietrza w EC Karolin: układów odsiarczania i odpylania. Na przełomie lat 2017 i 2018 zabudowano również w EC Karolin instalacje katalitycznego odazotowania spalin na kotłach 2K i 3K, a w roku 2018 – na kotle 1K2. Działania te przyniosą w kolejnych latach obniżenie wielkości emisji także w przypadku NO_2.

Uruchomiona w 2016 roku instalacja do termicznego przekształcania odpadów ITPOK, która podaje ciepło do msc, posiada w pozwoleniu zintegrowanym ustalone wielkości dopuszczalne dla emisji także innych niż ww. substancji, tj.: chlorowodór, fluorowodór, całkowita zawartość węgla organicznego, metale ciężkie, dioksyny, furany, amoniak. Emisja

tych specyficznych zanieczyszczeń w 2017 roku nie przekroczyła standardów ustalonych w ww pozwoleniu zintegrowanym.

Pozostały bilans emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza (tj. poza emisją związaną z funkcjonowaniem systemu ciepłowniczego – tabela powyżej), a związanych z wytwarzaniem energii na potrzeby odbiorców w Poznaniu, podano w tabeli poniżej.
Emisja z pozasystemowych źródeł pozyskania energii (tj.: z węgla kamiennego, gazu ziemnego, oleju opałowego i biomasy) oszacowana została w oparciu o sporządzony na potrzeby niniejszego opracowania bilans potrzeb cieplnych miasta wraz z zapotrzebowaniem na energię pierwotną wyrażoną jako wielkość zapotrzebowania energii zawartej w paliwie – patrz rozdz. 4.5.

Wskaźniki emisji zostały przyjęte według następujących opracowań:
- ➔ WFOŚiGW Załącznik Nr 6 Wskaźniki emisji zanieczyszczeń służące dla wyznaczania efektu ekologicznego - do Regulaminu Dofinansowanie przedsięwzięć związanych z „Likwidacją niskiej emisji wspierającej wzrost efektywności energetycznej i rozwój rozproszonych odnawialnych źródeł energii - KAWKA";
- ➔ Ministerstwo Środowiska, GIOŚ: „Wskazówki dla wojewódzkich inwentaryzacji emisji na potrzeby ocen bieżących i programów ochrony powietrza".

Tabela 16-9 Wielkość emisji ze źródeł pozasystemowych (2017 r.)

Źródło pozyskania energii (poza msc)	Rodzaj i wielkość zanieczyszczeń emitowanych do powietrza				
	SO_2	NOx	CO_2	Pył	b(a)p
	Mg/rok	Mg/rok	tys. Mg/rok	Mg/rok	kg/rok
gaz ziemny	4,2	253,4	232,3	2,1	0,0
olej opałowy	18,7	35,6	28,5	1,6	3,7
węgiel kamienny	1 628,4	388,3	238,0	400,8	535,6
OZE (biomasa, biogaz)	1,9	17,0	2,6	5,8	41,6
SUMA	***1 653,2***	***694,3***	***501,4***	***410,3***	***580,9***

W tabeli poniżej porównano wielkości rocznych emisji ze źródeł pozasystemowych w roku 2013 i 2017.

Tabela 16-10 Porównanie emisji rocznej ze źródeł pozasystemowych w roku 2013 i 2017

Substancja	Jedn.	Wielkość emisji		% zmiany wielkości emisji w 2017 roku w stosunku do stanu z 2013 r.: (-) ograniczenie emisji (+) wzrost emisji
		2013	2017	
SO_2	Mg/rok	1 690,2	1 653,2	(-) 2%
NO_2	Mg/rok	717,9	694,3	(-) 3%
Pył	Mg/rok	419,6	410,3	(-) 2%
B(a)P	kg/rok	595,9	580,9	(-) 3%
CO_2	tys. Mg/rok	520,4	501,4	(-) 4%

Tak jak w przypadku emisji ze źródeł systemowych – również i tutaj widoczny jest (choć na znacznie mniejszą skalę) spadek wielkości emisji w 2017 roku w stosunku do stanu z roku 2013.

Łączną emisję zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza w związku z funkcjonowaniem wszystkich (systemowych oraz pozasystemowych) źródeł energetycznych na terenie Poznania przedstawiono w tabeli poniżej. Natomiast porównanie wielkości tej emisji do stanu z roku 2013 przedstawiono w kolejnej tabeli oraz na wykresie.

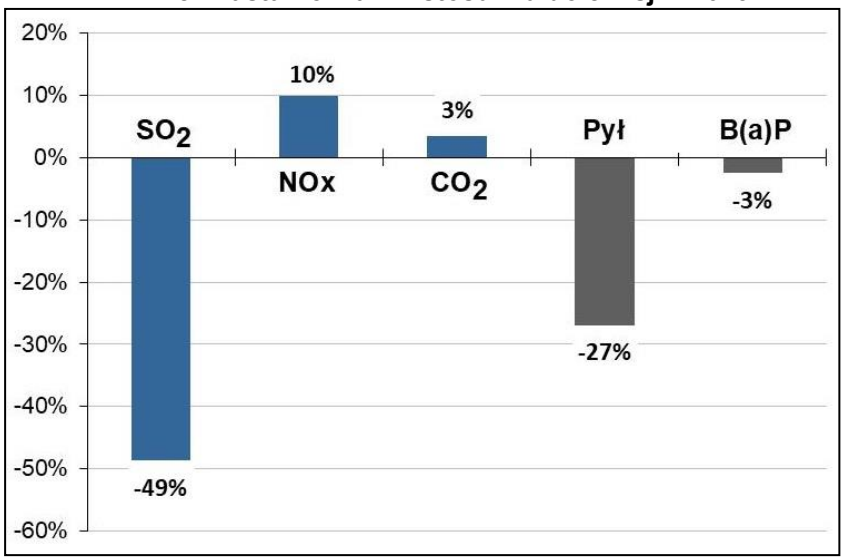
Tabela 16-11 Sumaryczna emisja zanieczyszczeń ze źródeł energetycznych na terenie miasta Poznań (2017 r.)

Łączna emisja zanieczyszczeń dla Miasta Poznań				
SO_2	NOx	CO_2	Pył	b(a)p
Mg/rok	Mg/rok	tys. Mg/rok	Mg/rok	kg/rok
2 192,2	**2 919,3**	**1 736,8**	**462,3**	**580,9**

Tabela 16-12 Porównanie emisji łącznej ze źródeł energetycznych na terenie miasta Poznań w roku 2013 i 2017

Substancja	Jedn.	Wielkość emisji		% zmiany wielkości emisji w 2017 roku w stosunku do stanu z 2013 r.: (-) ograniczenie emisji (+) wzrost emisji
		2013	2017	
SO_2	Mg/rok	4 271,1	2192,2	(-) 49%
NO_2	Mg/rok	2 657,8	2919,3	(+) 10%
Pył	Mg/rok	632,6	462,3	(-) 27%
B(a)P	kg/rok	595,9	580,9	(-) 3%
CO_2	tys. Mg/rok	1 678,5	1 736,8	(+) 3%

Wykres 16-1 Procent zmiany wielkości emisji łącznej w roku 2017 ze źródeł energetycznych na terenie miasta Poznań w stosunku do emisji z 2013 r.

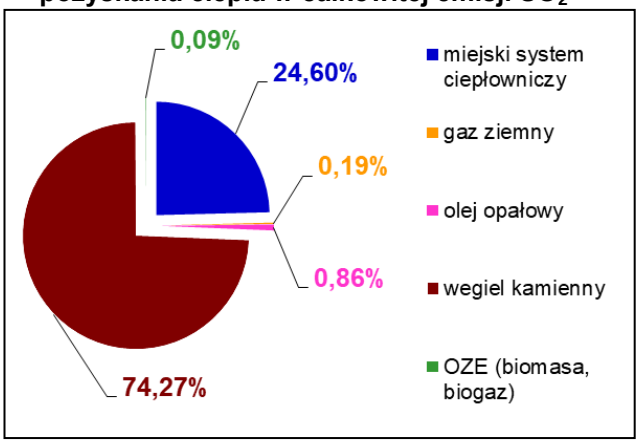


Analizując powyższe zestawienia, zwraca uwagę istotne obniżenie w skali miasta wielkości emisji SO2 oraz pyłu, na które w głównej mierze składają się działania przeprowadzone w źródłach systemowych (o czym wspomniano już powyżej) oraz prowadzenie przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie energii u odbiorcy końcowego, opisane w rozdziale 15 niniejszego opracowania.

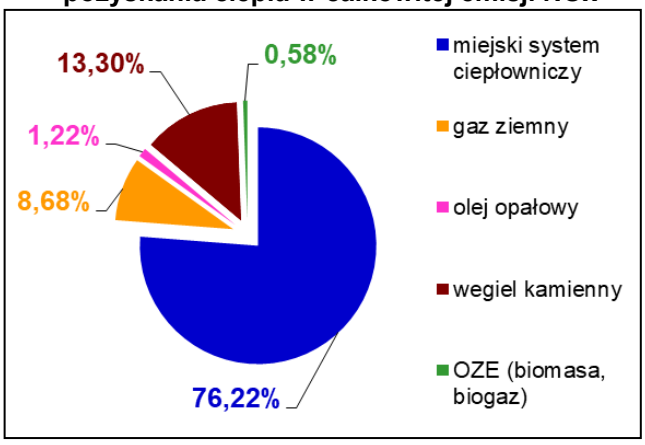
Jednakże mimo tego pozytywnego trendu nadal na wysokim poziomie utrzymuje się emisja ze źródeł węglowych. Brak możliwości przeprowadzenia pełnego procesu spalania (dopalania paliw) oraz brak urządzeń odpylania spalin w przypadku niskosprawnych kotłów węglowych starej generacji czy pieców ceramicznych lub innych węglowych palenisk domowych – wpływa na poziom emisji, szczególnie pyłu, z tego rodzaju instalacji.
W ogólnym bilansie miasta (patrz – rozdz. 4.5) wielkość potrzeb grzewczych pokrywanych z węgla stanowi aktualnie 13% (14% w 2014 r.). Natomiast w sektorze mieszkaniowym udział potrzeby grzewczych pokrywanych aktualnie z węgla w stosunku do całkowitego zapotrzebowania na ciepło w tym sektorze wynosi 16% (17% w 2014 r.).

Na wykresach poniżej przedstawiono procentowy udział danego źródła pozyskania ciepła, w ogólnej emisji danego zanieczyszczenia, w skali całego miasta.

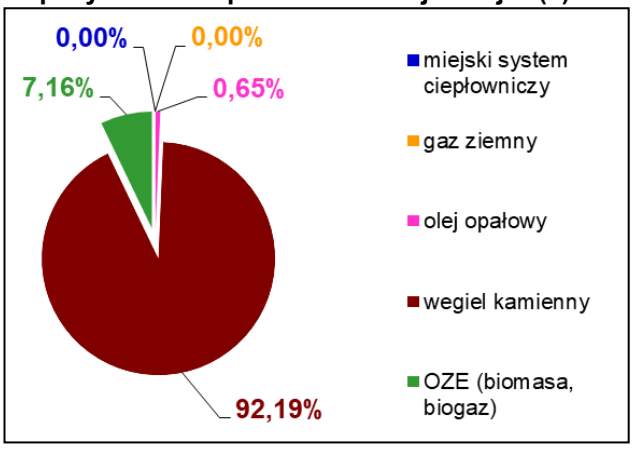
Wykres 16-2 Procentowy udział danego źródła pozyskania ciepła w całkowitej emisji SO_2



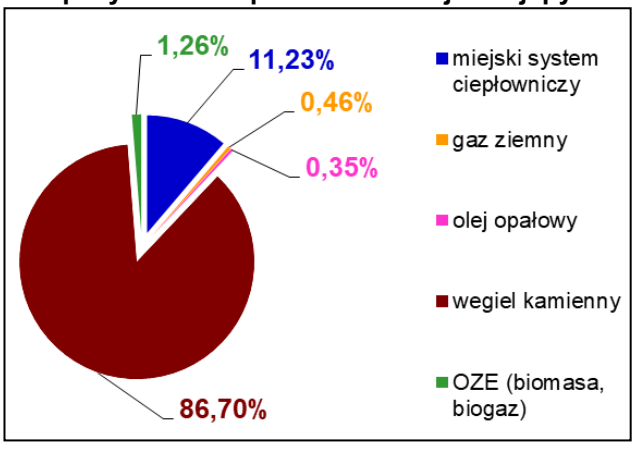
Wykres 16-3 Procentowy udział danego źródła pozyskania ciepła w całkowitej emisji NOx



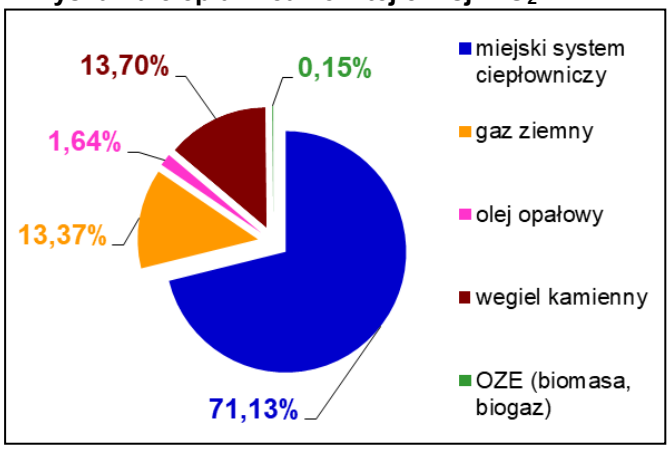
Wykres 16-4 Procentowy udział danego źródła pozyskania ciepła w całkowitej emisji B(a)P



Wykres 16-5 Procentowy udział danego źródła pozyskania ciepła w całkowitej emisji pyłu



Wykres 16-6 Procentowy udział danego źródła pozyskania ciepła w całkowitej emisji CO_2



16.1.3 Prognozowana emisja zanieczyszczeń powietrza związanych z wytwarzaniem energii

Prognoza emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza ze źródeł energetycznego wytwarzania ciepła oszacowana została w oparciu o analizę rozwoju miasta Poznania przedstawioną w rozdz. 10. Obliczenia wykonano w oparciu o przyszłe potrzeby energetyczne odbiorców z terenu miasta, opisane w rozdziale 10.4, dla zrównoważonego wariantu jego rozwoju, dla roku 2035. Wyniki obliczeń zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 16-13 Prognoza emisji zanieczyszczeń ze źródeł energetycznych na terenie miasta Poznań w 2035 r.

Źródło pozyskania energii	Prognoza emisji w 2035 r.				
	SO_2	NOx	CO_2	Pył	B(a)P
	Mg/rok	Mg/rok	tys. Mg/rok	Mg/rok	kg/rok
system ciepłowniczy (EC II Karolin + ITPOK + dodatkowe źródła gaz.)	381,8	1 267,7	616,7	33,7	0,0
gaz ziemny	4,1	248,5	227,8	2,1	0,0
olej opałowy	25,2	47,9	38,4	1,5	5,0
węgiel kamienny	805,5	192,1	117,7	198,3	334,6
OZE (biomasa, biogaz)	7,7	27,4	5,9	9,4	0,07
SUMA	***1 224,4***	***1 783,6***	***1 006,4***	***244,9***	***339,7***

Porównując przedstawioną powyżej prognozę emisji zanieczyszczeń ze źródeł energetycznych dla miasta Poznań z wielkością emisji w 2017 roku (przedstawioną w poprzednim rozdziale), obserwuje się następujące jej zmiany:

Tabela 16-14 Porównanie emisji łącznej ze źródeł energetycznych na terenie miasta Poznań w roku 2017 i 2035

Substancja	Jedn.	Wielkość emisji		% zmiany wielkości emisji w 2035 roku w stosunku do stanu z 2017 r.: (-) ograniczenie emisji (+) wzrost emisji
		2017	2035	
SO_2	Mg/rok	2 192,6	1 224,4	(-) 44%
NO_2	Mg/rok	2 919,6	1 783,6	(-) 39%

Substancja	Jedn.	Wielkość emisji		% zmiany wielkości emisji w 2035 roku w stosunku do stanu z 2017 r.: (-) ograniczenie emisji (+) wzrost emisji
		2017	2035	
Pył	Mg/rok	462,3	244,9	(-) 47%
B(a)P	kg/rok	580,9	339,7	(-) 42%
CO_2	tys. Mg/rok	1 736,8	1 006,4	(-) 42%

Na obniżenie wielkości emisji duży wpływ będzie miała prognozowana zmiana struktury pokrycia zapotrzebowania na ciepło w istniejącej zabudowie, w tym w szczególności dążenie 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 i inne);
- ➔ źródeł energii odnawialnej (kolektory słoneczne, pompy ciepła);
- ➔ energii elektrycznej.

Zgodnie z prognozą i zmianami w strukturze zapotrzebowania na ciepło (rozdz.10.4), przewiduje się, że w okresie docelowym około 170 MW mocy cieplnej pozyskiwanej obecnie z niskosprawnych ogrzewań węglowych, podlegać będzie zmianie w kierunku wykorzystania ww. rozwiązań.

Innymi działaniami wpływającymi w perspektywie długoterminowej na obniżenie wielkości prognozowanej emisji będą również przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie energii oraz działania związane z poprawą efektywności energetycznej, opisane w rozdz. 12.

16.1.4 Propozycje rozwiązań ograniczających emisję wraz z oceną ich skuteczności i możliwości zastosowania

Aktualnie w prawie polskim funkcjonują następujące przepisy prawne określające wymagania w zakresie emisji zanieczyszczeń ze źródeł energetycznego spalania paliw:

- ➔ Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity: Dz.U. 2018 poz. 799 ze zm.) wraz ze szczególnie istotną jej nowelizacją, wprowadzoną ustawą z dnia 15.09.2017 r. ‘o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw’ (Dz.U. 2017 poz. 1999), która weszła w życie z dniem 27.11.2017 r. i wprowadziła do polskiego porządku prawnego przepisy Dyrektywy 2015/2193 ‘w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania’ (dyrektywa MCP),
- ➔ 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. 2018 poz. 680), które transponuje Dyrektywę MCP,
- ➔ Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz.U. 2014 poz. 1542), zmienione następnie rozporządzeniem MŚ z dnia 22 maja 2018 r. (DZ.U. 2018 poz. 1022), przez które implementowano zapisy Dyrektywy MCP.

Wiążące w zakresie regulacji dotyczących ochrony powietrza są przepisy UE określające dodatkowe wymagania emisyjne i eksploatacyjne dla dużych obiektów energetycznego spalania paliw, przedstawione 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, chyba że przyznane zostanie odstępstwo na zasadach opisanych poniżej.
W szczególnych przypadkach instalacje LCP będą mogły zostać czasowo zwolnione z konieczności dotrzymania granicznych wielkości emisji wynikających z konkluzji BAT. Tego rodzaju odstępstwo może zostać udzielone z uwagi na nieproporcjonalnie wysokie koszty dostosowania instalacji do granicznych wielkości emisyjnych w stosunku do korzyści dla środowiska. Organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego oceniając, czy występują przesłanki, o których mowa wyżej, do udzielenia odstępstwa, bierze pod uwagę takie czynniki jak: położenie geograficzne, lokalne warunki środowiskowe, charakterystykę techniczną instalacji lub inne czynniki mające wpływ na funkcjonowanie instalacji i środowisko jako całość. Późniejszy termin (niż wyznaczone 4 lata) na dostosowanie instalacji do wymagań konkluzji BAT ustalany będzie w pozwoleniu zintegrowanym (lub w decyzji o jego zmianie) według oceny i uznania organu właściwego do jego wydania.

W tabeli poniżej zestawiono graniczne wielkości emisji wynikające z konkluzji BAT dla instalacji LCP wykorzystujących węgiel kamienny w porównaniu do standardów ustalonych dla tego rodzaju instalacji w dyrektywie IED.

Tabela 16-15 Porównanie standardów wynikających z konkluzji BAT dla LCP ze standardami wg dyrektywy IED dla instalacji energetycznych istniejących wykorzystujących węgiel kamienny

Substancja	Moc w paliwie (MW_t)	Standardy wg dyrektywy IED	Graniczne wielkości emisyjne na podstawie konkluzji BAT dla LCP	
			Średnia roczna	Średnia dzienna lub średnia z okresu pobierania prób
SO_2 [mg/Nm^3]	<100	400	150 ÷ 360	170 ÷ 400
	100÷300	250	95 ÷ 200	135 ÷ 220 (250)[1]
	≥ 300	200	10 ÷ 130 PC*	25 ÷ 165 (205)[1] PC*
NO_X [mg/Nm^3]	<100	300	100 ÷ 270	165 ÷ 330
	100÷300	200	100 ÷ 180	155 ÷ 210
	≥ 300		65 ÷ 150	85 ÷ 165 (200)[1] PC
Pył [mg/Nm^3]	<100	30	2 ÷ 18	4 ÷ 22 (28) [1]
	100÷300	25	2 ÷ 14	4 ÷ 22 (25) [1]
	300÷1 000	20	2 ÷ 10	3 ÷ 11 (20) [1]
	≥ 1 000		2 ÷ 8	3 ÷ 11 (14) [1]

** PC – kotły pyłowe*
1. wartości w nawiasie podane dla obiektów oddanych do użytkowania przed 07.01.2014
dla instalacji EC Karolin

Powyższe zestawienie pokazuje wyraźnie, iż konkluzje BAT zawierają zaostrzone w stosunku do dyrektywy IED standardy emisyjne. Ponadto określają one również poziomy emisji dla dodatkowych substancji wprowadzanych do powietrza ze źródeł energetycznego spalania paliw, tj.: CO, NH_3, N_2O, HCl, HF, rtęć.
Spełnienie tych dodatkowych wymagań może wiązać się np. z koniecznością zastosowania w źródłach energetycznego spalania węgla, wysoko skutecznych półsuchych lub mokrych instalacji odsiarczania spalin, instalacji katalitycznego odazotowania spalin i/lub poszukiwania węgla o niskiej zawartości rtęci.

Wejście w życie konkluzji BAT dla LCP wiąże się ze zmianą pozwolenia zintegrowanego dla instalacji EC II Karolin w Poznaniu, pod kątem spełniania przez nią ww. wymagań.
W aktualnie obowiązującym pozwoleniu zintegrowanym dla EC II Karolin (Decyzja Wojewody Wielkopolskiego znak: SR.II-8.6600-19/05 z dnia 21.04.2016 r. ze zmianami – ostatnia zmiana: Decyzja Marszałka Województwa Wielkopolskiego znak: DSR-II-1.7222.56.2017 z dnia 15.03.2018 r.) ustalone są następujące standardy emisyjne:

Tabela 16-16 Standardy emisyjne, określone w aktualnie obowiązującym pozwoleniu zintegrowanym dla EC II Karolin (Decyzja Wojewody Wielkopolskiego znak: SR.II-8.6600-19/05 z dnia 21.04.2016 r. ze zmianami)

Źródło emisji	Substancja	Termin	Emisja dopuszczalna[1)] [mg/m^3_u]	
	-	-	Wariant I (emisja z emitora E-2)	Wariant II (emisja z emitora E-1)
Kocioł BFB110 Nr 1K1 (biomasa)	SO_2	do 30.06.2020 r.	200 [2)]	200 [2)]
		od 1.07.2020 r.	200	200
	NO_2	od 1.01.2016 r.	300	300
	pył	do 30.06.2020 r.	50 [2)]	50 [2)]
		od 1.07.2020 r.	30	20
Kocioł OP-140 1K2	SO_2	do 30.06.2020 r.	1 489 [2)]	
		od 1.07.2020 r.	200	

Źródło emisji	Substancja	Termin	Emisja dopuszczalna[1] [mg/m^3_u]
(węgiel kamienny)	NO_2	do 30.06.2020 r.	450 [2]
		od 1.07.2020 r.	200
	pył	do 30.06.2020 r.	100 [2]
		od 1.07.2020 r.	20
Kocioł OP-430 2K (węgiel kamienny)	SO_2	do 30.06.2020 r.	1 012 [2]
		od 1.07.2020 r.	200
	NO_2	do 30.06.2020 r.	450 [2]
		od 1.07.2020 r.	200
	pył	do 30.06.2020 r.	100 [2]
		od 1.07.2020 r.	20
Kocioł OP-430 3K (węgiel kamienny)	SO_2	do 30.06.2020 r.	569 [2]
		od 1.07.2020 r.	200
	NO_2	do 30.06.2020 r.	450 [2]
		od 1.07.2020 r.	200
	pył	do 30.06.2020 r.	100 [2]
		od 1.07.2020 r.	20
Kocioł PTWM180 KW-1 (olej opałowy – mazut)	SO_2	do 30.06.2020 r.	1 700 [2]
		od 1.07.2020 r.	850
	NO_2	od 1.01.2016 r.	450
	pył	do 30.06.2020 r.	100 [2]
		od 1.07.2020 r.	20
Kocioł PTWM180 KW-2 (olej opałowy – mazut)	SO_2	do 30.06.2020 r.	1 700 [2]
		od 1.07.2020 r.	850
	NO_2	od 1.01.2016 r.	450
	pył	do 30.06.2020 r.	100 [2]
		od 1.07.2020 r.	20
Kocioł UL-S LOOS KP-1 (olej opałowy)	SO_2	od 1.01.2016 r.	850
	NO_2	od 1.01.2016 r.	400
	pył	od 1.01.2016 r.	50

1) emisja dopuszczalna określona w warunkach umownych: temperatura 273 K i ciśnienie 101,3 kPa oraz w przypadku spalania węgla lub biomasy – przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych, a przy spalaniu oleju – przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych

2) derogacja wynikająca z Przejściowego Planu Krajowego

Wysokość ww. standardów emisyjnych uwzględnia mechanizmy derogacyjne określone w Przejściowym Planie Krajowym dla instalacji EC II Karolin. Zgodnie z PPK oraz z załącznikiem do uchwały nr 50/2014 Rady Ministrów z dnia 23.04.2014 r. dla kotłów: 1K1, 1K2, 2K, 3K, kW-1, KW-2 w okresie od 01.01.2016 r. do 30.06.2020 r. obowiązują wielkości emisji dopuszczalnej dla SO_2 i pyłów na poziomie ustalonym na dzień 31.12.2015 r.

Veolia Energia Poznań S.A. wystąpiła w kwietniu 2018 r. do Urzędu Marszałkowskiego Województwa Wielkopolskiego z wnioskiem o zmianę ww. pozwolenia. Aktualnie (październik 2018 r.) proces administracyjny związany z wydaniem przez Urząd Marszałkowski decyzji w tej sprawie – znajduje się w toku.

We wspomnianym wyżej wniosku Przedsiębiorstwo przedstawiło następujące podsumowanie dla nowych dopuszczalnych wielkości emisji z EC II Karolin – z terminem ich obowiązywania od dnia 18.08.2021 r.:

Tabela 16-17 Standardy emisyjne dla EC II Karolin wynikające z konkluzji BAT dla LCP – wartości średniodobowe (ujęte we Wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego)

Emitor	Kocioł	Graniczne wielkości emisyjne – wartości średniodobowe [mg/Nm^3]		
		NOx	SO_2	pył
E-1/E-2	BFB110 1K1	200/275	215 [3)]	16/22
E-1	OP-140 1K2	200 [1)]	205	14
E-1	OP-430 2K	200 [1)]	205	14
E-1	OP-430 3K	200 [1)]	205	14
E-1	PTWM180 KW1	365	200 [2)]	15
E-1	PTWM180 KW2	365	200 [2)]	15

1) ewentualne podniesienie wydajności odazotowania w instalacjach SNCR
2) odpowiedni dobór paliwa pozwalającego na osiągnięcie granicznych wielkości emisyjnych
3) spalanie biomasy o średniej zawartości siarki = 0,1% (suchej masy)
Źródło: Veolia Energia Poznań S.A. – wyciąg z Wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw: Elektrociepłownia II Karolin w Poznaniu, 2018 r.

Tabela 16-18 Standardy emisyjne dla EC II Karolin wynikające z konkluzji BAT dla LCP – wartości średnioroczne (ujęte we Wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego)

Substancja	Graniczne wielkości emisyjne – wartości średnioroczne [mg/Nm^3]
NOx	195
SO_2	145
pył	10
HCl	7
HF	3
Hg	0,0041
NH_3	11

Źródło: Veolia Energia Poznań S.A. – wyciąg z Wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw: Elektrociepłownia II Karolin w Poznaniu, 2018 r.

W EC II Karolin na kotłach węglowych zainstalowane są urządzenia do selektywnej niekatalitycznej redukcji emisji NOx – metoda SNCR. Urządzenia zamontowano w następujących latach: na kotle 1K2 w 2018 r., na kotłach 2K i 3K na przełomie lat 2017/2018 oraz na kotle 1K1 na przełomie 2011/2012. Aktualnie urządzenia te znajdują się w trakcie optymalizacji (poza kotłem 2K), której zakończenie planowane jest w I kwartale 2019 r. Ww. urządzenia (przy ewentualnie podniesionej skuteczności odazotowania) pozwolą na dotrzymanie granicznych wielkości emisyjnych NOx wynikających z konkluzji BAT. Jednocześnie w celu ograniczenia emisji amoniaku związanej z zastosowaniem metody SNCR zachowana zostanie zasada optymalizacji udziału reagenta do zawartości NOx w spalinach.
W przypadku kotłów olejowych PTWM180 ograniczenie emisji NOx do poziomów nie przekraczających limitów, o których mowa w tabeli powyżej, realizowane jest poprzez zastosowanie następujących technik:

- ➔ stopniowanie powietrza,
- ➔ stopniowanie paliwa,
- ➔ zaawansowany system kontroli.

Kotły węglowe: 1K2, 2K, 3K wyposażone są również w instalacje redukcji SO_2 ze spalin (IOS) o skuteczności odsiarczania 85%. Są to instalacje typu NID w technologii półsuchej na kotłach 1K2 i 2K oraz typu DRYPAC na kotle 3K. W obu instalacjach następuje redukcja składników kwaśnych HCl i HF, co pozwala na dotrzymanie standardów określonych dla tych zanieczyszczeń w powyższych tabelach. Natomiast dotrzymanie granicznych wielkości emisji SO_2 w kotle biomasowym realizowane będzie poprzez spalanie paliwa o zawartości siarki na poziomie 0,1%.
W przypadku kotłów olejowych PTWM180 zastosowana będzie technika ograniczenia emisji SO_2 polegająca na odpowiednim doborze paliwa. Przy obecnym stężeniu SO_2 w spalinach za kotłami PTWM – graniczna wielkość emisyjna tej substancji będzie dotrzymywana.

W celu ograniczenia emisji pyłu oraz rtęci do poziomów wynikających z konkluzji BAT wykorzystane zostanie aktualne wyposażenie kotłów parowych i węglowych w elektrofiltry i filtry workowe (o skuteczności odpylania 99,9%) i dodatkowo w przypadku kotłów węglowych – w półsuchy system FGD. Kocioł biomasowy wyposażony jest w efektrofiltr o skuteczności odpylania 99,0%. Również w tym przypadku graniczne wielkości pyłu i rtęci zostaną dotrzymane. Natomiast w kotłach olejowych stosowane będzie paliwo w postaci oleju opałowego, które spełnia ww. wymagania emisyjne dla pyłu.

Konkluzje BAT dla LCP wskazują, iż emisje do powietrza ww. zanieczyszczeń winny być monitorowane z częstotliwością zgodną z BAT i normami EN. Jeżeli natomiast normy EN nie są dostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej. Wymaganie to realizowane jest w EC II Karolin w ramach systemu ciągłych pomiarów emisji prowadzonych w oparciu o analizatory umieszczone na kanałach spalin z kotłów.

Pośrednią (choć szczególnie istotną z punktu widzenia konkluzji BAT) metodą ograniczenia emisji ze źródeł energetycznego spalania paliw jest wdrożenie odpowiednich programów zapewnienia jakości oraz kontroli jakości w odniesieniu do wszystkich wykorzystywanych paliw. W instalacji EC II Karolin stosowane są następujące badania spalanych paliw, odpowiadające wymaganiom stawianym w konkluzji BAT:

- ➔ węgiel kamienny:
  - dla każdej dostawy węgla kamiennego: oznaczenie LHV, wilgoci, popiołu i siarki – analizy dostarczane przez dostawcę, wykonywane przez zewnętrzne akredytowane laboratorium,
  - wykonanie pełnej analizy (pierwiastkowej, parametrów fizyko-chemicznych) w przypadku dostaw od nowych dostawców, dotychczas nie dostarczających paliw do EC II Karolin; analizy wykonywane przez zewnętrzne akredytowane laboratorium,
- ➔ biomasa:
  - parametry biomasy określa specyfikacja danych technicznych będąca załącznikiem do umowy na dostawę biomasy,
  - codzienne badania podstawowych parametrów przez akredytowane laboratorium,
- ➔ oleje opałowe:
  - dla mazutu i oleju lekkiego dostawca dostarcza karty charakterystyki oraz sprawozdania z badań wykonane przez zewnętrzne laboratoria akredytowane.

Ograniczeniu wielkości emisji z ww. źródła sprzyjają również następujące techniki zwiększania efektywności energetycznej stosowane w EC II Karolin (i wymagane wg Konkluzji BAT):

- ➔ optymalizacja spalania – zagwarantowanie stabilnych warunków spalania w wyniku mieszania tego samego rodzaju paliwa różnej jakości,
- ➔ regularnie planowane remonty i modernizacje,
- ➔ stosowanie automatycznego systemu komputerowego do kontroli wydajności spalania oraz wspieranie zapobiegania emisjom lub ich redukcji,
- ➔ stosowanie nowoczesnych systemów komputerowych do sterowania pracą urządzeń wytwórczych – kocioł, turbina, urządzenia pomocnicze. Pomiary parametrów czynnika roboczego na każdym etapie procesu technologicznego,
- ➔ w 2017 wprowadzono system zarządzania energią ISO 50001. Szczegółowo są monitorowane i analizowane wszystkie obszary znaczącego wykorzystywania energii,
- ➔ kotły: biomasowy i węglowe są wyposażone w obrotowe podgrzewacze powietrza wykorzystujące do podgrzewu powietrza ciepło spalin odlotowych.

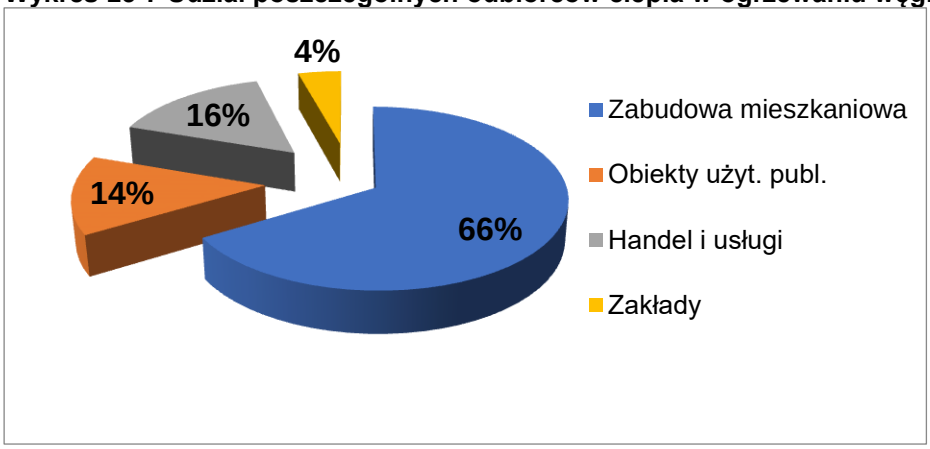
Do innych działań, niż wymienione wyżej, wpływających na zmniejszenie / ograniczenie emisji do powietrza ze źródeł energetycznych, można zaliczyć:

- ➔ prowadzenie działań termomodernizacyjnych przez odbiorców ciepła;
- ➔ likwidacja małych lokalnych kotłowni węglowych i włączanie ich odbiorców do sieci ciepłowniczej bądź przebudowa tych kotłowni na paliwo ekologiczne: gaz ziemny, olej opałowy, gaz płynny, paliwa odnawialne;
- ➔ rozbudowa systemów ciepłowniczego i gazowniczego, szczególnie w rejonach, w których odbiorcy ciepła korzystają z indywidualnych ogrzewań węglowych (likwidacja piecy);
- ➔ dla odbiorców indywidualnych wymiana kotłów węglowych starej konstrukcji na kotły nowej generacji, co najmniej klasy 5 z uwzględnieniem stosowania paliwa stałego o wymaganej jakości (zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 27.09.2018 r., Dz.U. 2018 poz. 1890), według zasad określonych w uchwale tzw. antysmogowej Sejmiku Województwa Wielkopolskiego (uchwała nr XXXIX/942/17, Dz. Urz. Woj. Wlkp. z dnia 29 grudnia 2017 r. poz. 8808);
- ➔ wdrażanie projektów budowy źródeł kogeneracyjnych wytwarzających ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu.

16.2 Charakterystyka i wielkość grupy użytkowników źródeł niskiej emisji

W rozdziale 10 przedstawiono prognozę możliwych zmian w strukturze zapotrzebowania na ciepło, która zakłada stopniową likwidację przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych. Zapotrzebowanie mocy cieplnej z tego typu ogrzewań zostało oszacowane na poziomie 300 MW. Przy uwzględnieniu przyjętych założeń, wielkość mocy cieplnej przewidziana do zmiany sposobu zasilania w okresie docelowym, wyniesie 240 MW.
Na wykresie poniżej przedstawiono udział poszczególnych odbiorców ciepła w ogólnym zapotrzebowaniu na ciepło pokrywanym z ogrzewań węglowych (według bilansu stanu istniejącego przedstawionego w rozdz. 4.5).

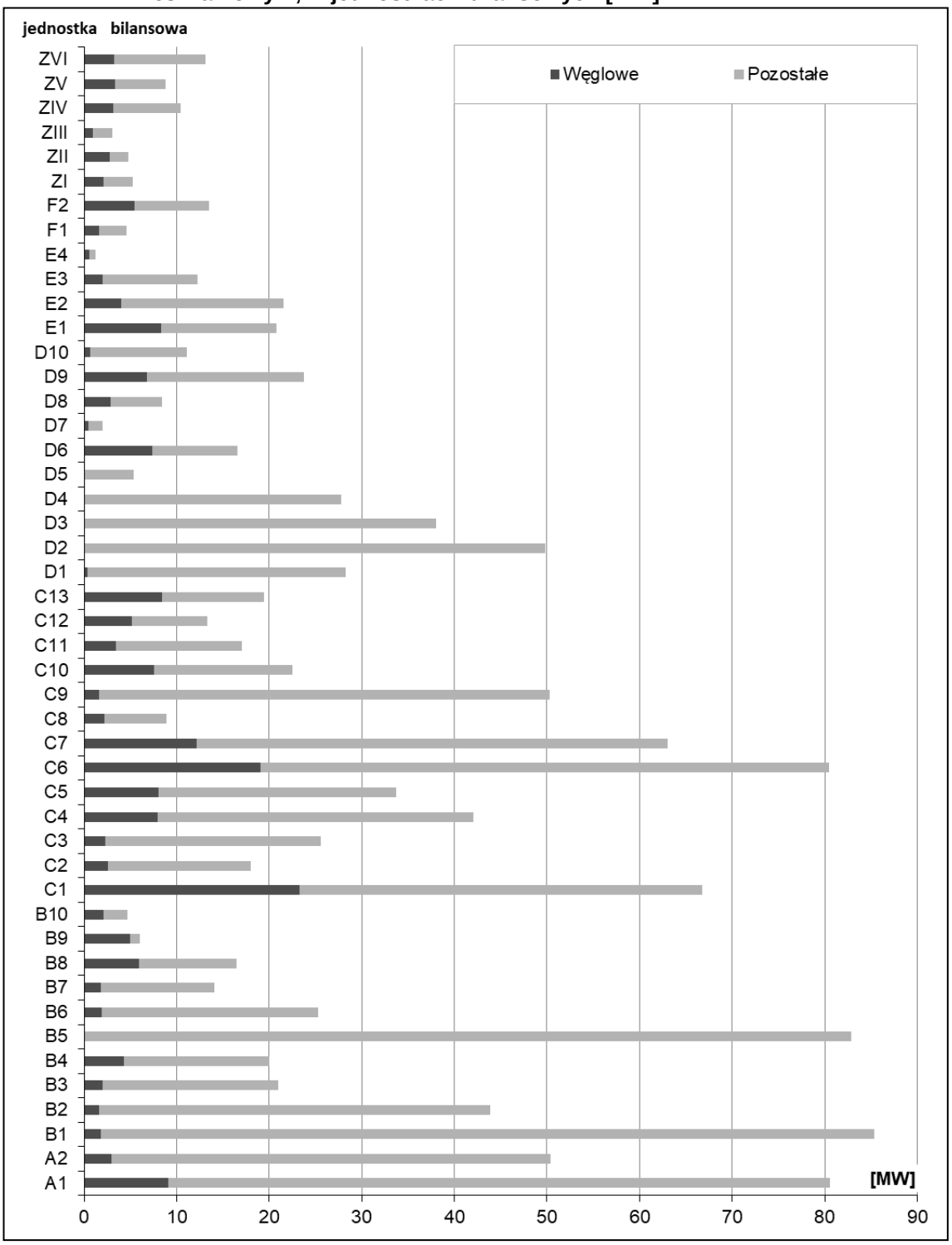
Wykres 16-7 Udział poszczególnych odbiorców ciepła w ogrzewaniu węglowym



Największą grupę odbiorców ciepła pozyskanego ze źródeł węglowych stanowi zabudowa mieszkaniowa. Poniżej przedstawiono szacunki dotyczące wielkości mocy cieplnej pokrywanej przez ogrzewania węglowe w zabudowie mieszkaniowej oraz możliwe kierunki zmiany dotychczasowego sposobu ogrzewania.

Ogrzewanie pomieszczeń w budynkach mieszkalnych bazujące na spalaniu paliw węglowych w często przestarzałych paleniskach domowych oraz przypadki spalania w nich różnego rodzaju odpadów jest podstawowym źródłem powstawania tzw. „niskiej emisji". Ogrzewania te, głównie z uwagi na niską temperaturę procesu spalania i brak dopalania paliwa, są głównym źródłem emisji tlenku węgla i węglowodorów aromatycznych. Emisja z tego typu ogrzewań powoduje duże okresowe zanieczyszczenie powietrza, głównie lokalnie.
Indywidualne ogrzewania węglowe w zabudowie mieszkaniowej Poznania stanowią spuściznę historycznych przekształceń struktury własnościowej poszczególnych budynków.
Znaczny udział ogrzewań węglowych z wykorzystaniem pieców ceramicznych, układów węglowych etażowych i pieców stalowych jest zauważalny w wynikach analiz imisji na terenie miasta. W ramach niniejszego opracowania dokonano analizy bilansowej miasta, której wynikiem jest określenie udziału ww. ogrzewań węglowych w ogólnym bilansie zapotrzebowania mocy cieplnej w budynkach mieszkalnych w poszczególnych jednostkach bilansowych. Udział tego zapotrzebowania na ciepło przedstawiono na wykresie poniżej.

Wykres 16-8 Udział ogrzewań węglowych w całości zapotrzebowania na ciepło w budownictwie mieszkaniowym, w jednostkach bilansowych [MW]



Z aktualnego (na 2017 r.) bilansu wynika, że ogrzewania węglowe pokrywające potrzeby cieplne zabudowy mieszkaniowej to łącznie wielkość na poziomie 198,93 MW (w 2013 r. – 205,01 MW), co stanowi około 16-procentowy udział w odniesieniu do całości potrzeb budownictwa mieszkaniowego (17% w 2013 r.). Do zmiany sposobu zasilania w zabudowie mieszkaniowej w perspektywie opracowania (według założeń przedstawionych w rozdziale 10) przewidziano 140 MW - 47% ogółu zbilansowanych ogrzewań węglowych w mieście.

Indywidualne ogrzewania węglowe w sektorze komunalno-bytowym stanowią podstawowe źródło „niskiej emisji", która z kolei głównie odpowiada za bilans zanieczyszczeń ze źródeł pozasystemowych opisany w podrozdziale 16.1.2

W ramach działań prowadzonych przez UM Poznań w zakresie walki z niską emisją i poprawy jakości powietrza nad miastem – było opracowanie szczegółowej inwentaryzacji źródeł ogrzewania indywidualnego, zlokalizowanych w trzech obszarach bilansowych:

- A1 – dzielnice: Stare Miasto i Chwaliszewo,
- C1 – dzielnica Wilda,
- C6 – dzielnica Łazarz.

Wymienione wyżej obszary są dzielnicami, w których – według aktualnego Programu Ochrony Powietrza dla Aglomeracji Poznańskiej (miasto Poznań) – występuje największa koncentracja zanieczyszczeń powstających na skutek spalania paliw stałych w nisko-sprawnych źródłach indywidualnych.
W całkowitym zapotrzebowaniu miasta na ciepło (według bilansu przedstawionego w rozdz. 4) udział potrzeb grzewczych pokrywanych z węgla łącznie dla trzech ww. jedno-stek bilansowych nie przekracza 6%.

W tabeli poniżej zestawiono wyniki ww. inwentaryzacji obrazujące stan początkowy, czyli przed realizacją działań w zakresie zmiany sposobu ogrzewania na bardziej ekologiczny.

Tabela 16-19 Wyniki inwentaryzacji źródeł niskiej emisji w obszarach: A1, C1 i C6

Wyszczególnienie	jedn.	Suma dla obszarów: A1+C1+C6
liczba zinwentaryzowanych indywidualnych źródeł na paliwo stałe (piece, kotły węglowe, kominki itp.)	szt.	11 368
powierzchnia ogrzewana przez ww. źródła	m^2	424 650

Źródło: opracowanie własne na podst. danych z UM Poznań Wydział Ochrony Środowiska

Źródła wyszczególnione w ww. tabeli powodują emisję zanieczyszczeń do powietrza w następującej wielkości:

Tabela 16-20 Emisja zanieczyszczeń do powietrza z indywidualnych źródeł grzewczych zlokalizowanych w obszarach: A1, C1 i C6

Substancja	Jedn.	Łączna wielkość emisji w obszarach: A1+C1+C6
NO_2	**kg/rok**	40 936
SO_2	**kg/rok**	297 944
CO_2	**Mg/rok**	28 030
PM10	**kg/rok**	149 086
B(a)P	**kg/rok**	95,3

Źródło: opracowanie własne na podst. danych z UM Poznań Wydział Ochrony Środowiska

Efekty działań podjętych w ww. obszarach w ramach realizacji w latach 2015÷2017 pro-gramu KAWKA w celu ograniczenia „niskiej emisji" opisano w następnym rozdziale.

16.3 Określenie możliwości i kierunków redukcji niskiej emisji w rejonach miasta o rozwiniętej sieci cieplnej i gazowej

Nałożony na miasto przez ustawy o samorządzie gminnym i Prawo energetyczne obowiązek organizacji i planowania zaopatrzenia w ciepło na swoim terenie determinuje konieczność podjęcia działań, których głównym celem w zakresie ogrzewań indywidualnych wykorzystujących węgiel powinna być redukcja „niskiej emisji", czyli zmiana sposobu ogrzewania.

Podjęcie działań planistycznych i w konsekwencji inwestycyjnych przyniesie wymierne efekty dla społeczności lokalnej, wśród których najistotniejsze to:

- poprawa stanu środowiska (powietrza) odczuwalna w skali całego miasta (głównie w rejonach obecnie skoncentrowanej „niskiej emisji");
- poprawa standardu życia mieszkańców;
- ograniczenie uciążliwego transportu paliw węglowych do odbiorców;
- stworzenie dodatkowego rynku pracy dla podmiotów branży budowlanej i instalacyjnej;
- poprawa rentowności pracy systemów zaopatrzenia miasta w nośniki energii.

Działania polegające na zmianie sposobu zasilania w obiektach stanowiących źródło niskiej emisji napotykać będą jednak na bariery:

➔ ekonomiczne:
- ◆związane głównie z zamożnością mieszkańców - zamiana nośnika energii (węgla) i przestarzałych urządzeń do ogrzewania węglowego na wykorzystujące bardziej przyjazne dla środowiska nośniki energii (takie jak np. gaz), pociąga za sobą wzrost kosztów eksploatacyjnych ogrzewania i w wielu wypadkach wiązać się będzie również ze znacznymi kosztami inwestycyjnymi;

➔ realizacyjne:
- ◆dla wielu budynków zmiana układu zasilania powinna zostać połączona z działaniami rewitalizacyjnymi i termomodernizacyjnymi, co w znaczny sposób podnosi koszty i skalę inwestycji;
- ◆istotny problem stanowi również fakt, iż w znacznej części budynków pojedyncze lokale mieszkalne mają już zmodernizowany układ zasilania, co przy organizacji jednolitego zaopatrzenia w ciepło dla całego budynku stanowi znaczne utrudnienie;

➔ własnościowe:
- ◆bardzo istotny problem stanowi struktura własności obiektów, która w wypadku złożoności może skutkować brakiem możliwości podjęcia jednolitej decyzji odnośnie kierunku modernizacji.

Możliwe kierunki likwidacji „niskiej emisji"

Dla budynków ogrzewanych niskosprawnymi urządzeniami węglowymi możliwe są następujące kierunki modernizacji istniejącego ogrzewania na rzecz rozwiązania proekologicznego:

➔ podłączenie do systemu ciepłowniczego;

- ➔ wybudowanie lokalnej kotłowni opalanej gazem sieciowym (w sytuacji braku uzasadnienia ekonomicznego rozbudowy sieci gazowej zastosowanie paliw takich jak olej opałowy lub gaz płynny);
- ➔ zamontowanie w każdym mieszkaniu indywidualnych ogrzewań etażowych bazujących na gazie sieciowym;
- ➔ wybudowanie lokalnych źródeł niskoemisyjnych;
- ➔ zamontowanie w każdym mieszkaniu indywidualnego ogrzewania elektrycznego.

Poniżej przedstawiono konieczne inwestycje w celu zmiany sposobu zasilania z ogrzewania węglowego na rzecz:

- podłączenia do systemu ciepłowniczego:

- ➔ podłączenie budynku do systemu ciepłowniczego,
- ➔ przygotowanie pomieszczenia na węzeł cieplny,
- ➔ zainstalowanie w bloku pionów ciepłowniczych (c.o. + c.w.u.) wraz z odgałęzieniami do poszczególnych mieszkań oraz liczników ciepła na wejściu do mieszkania,
- ➔ wykonanie w mieszkaniach instalacji odbiorczej c.o. i c.w.u.;

- podłączenia do systemu gazowniczego (lokalna kotłownia gazowa):

- ➔ podłączenie budynku do systemu gazowniczego,
- ➔ przygotowanie pomieszczenia na kotłownię gazową wraz z wybudowaniem komina,
- ➔ zainstalowanie w bloku pionów c.o. i c.w.u. wraz z odgałęzieniami do poszczególnych mieszkań oraz liczników ciepła na wejściu do mieszkania,
- ➔ wykonanie w mieszkaniach instalacji odbiorczej c.o. i c.w.u.;

- lokalna kotłownia olejowa (na gaz płynny):

- ➔ przygotowanie pomieszczenia na kotłownię olejową (na gaz płynny) wraz z wybudowaniem komina i budową zbiornika,
- ➔ zainstalowanie w bloku pionów c.o. i c.w.u. wraz z odgałęzieniami do poszczególnych mieszkań oraz liczników ciepła na wejściu do mieszkania,
- ➔ wykonanie w mieszkaniach instalacji odbiorczej c.o. i c.w.u.;

- podłączenia do systemu gazowniczego (indywidualne ogrzewania etażowe):

- ➔ podłączenie budynku do systemu gazowniczego,
- ➔ zainstalowanie w bloku pionów gazowniczych wraz z odgałęzieniami do poszczególnych mieszkań oraz liczników do pomiaru gazu na wejściu do mieszkania,
- ➔ zamontowanie w mieszkaniach dwufunkcyjnych kotłów gazowych (w odpowiednio do tego przygotowanych pomieszczeniach),
- ➔ przeprowadzenie gruntownego remontu pionów wentylacyjnych i przystosowanie ich do nowych warunków pracy,
- ➔ wykonanie w mieszkaniach instalacji odbiorczej c.o. i c.w.u.;

- podłączenia do systemu elektroenergetycznego (indywidualne ogrzewania elektryczne):

- ➔ przygotowanie sieci i instalacji elektroenergetycznych do zwiększonego poboru mocy,
- ➔ wymiana liczników jednofazowych na liczniki trójfazowe, dwustrefowe,
- ➔ zamontowanie w mieszkaniach grzejników elektrycznych wraz z regulatorami temperatury lub zabudowa w istniejących piecach kaflowych grzałek elektrycznych z regulatorami temperatury.

Przed wykonaniem jednego z powyżej przedstawionych działań wymagane jest potwierdzenie wielkości energetycznego zapotrzebowania ciepła budynku w celu określenia jego dokładnego zapotrzebowania na moc cieplną (wykonanie audytu energetycznego budynku). Audyt ten może wykazać konieczność podjęcia działań termomodernizacyjnych, które powinny towarzyszyć wyborowi odpowiedniego sposobu ogrzewania.

Rozwój systemów energetycznych ukierunkowany na pokrycie powstałego zapotrzebowania na energię przez budownictwo mieszkaniowe, ogrzewane dotychczas przy pomocy niskosprawnych układów węglowych, powinien charakteryzować się cechami takimi jak: kompleksowość, zasadność ekonomiczna działań inwestycyjnych i minimalizacja przyszłych kosztów eksploatacyjnych.

Kompleksowość działań - to realizacja działań kompletnych w aspekcie obszarowym i zakresowym. Istotnym argumentem będzie rodzaj zabudowy i jej zwartość (gęstość energetyczna), która będzie stanowić o zasadności realizacji inwestycji sieciowych.

Zasadność ekonomiczna działań inwestycyjnych - to zgodność działań z zasadą samofinansowania się przedsięwzięcia. Jej przejawem będzie realizacja takich inwestycji, które dadzą możliwość spłaty nakładów inwestycyjnych w cenie energii. Zasada ta w wypadku finansowania zadań ze środków pomocowych bezzwrotnych zmienia swoją wagę.

Zasadność eksploatacyjna - w perspektywie stworzy ona przyszłemu odbiorcy energii warunki do zakupu energii za cenę atrakcyjną rynkowo. Jej przejawem będzie np. nie wprowadzanie w obszar rozwoju równolegle dwóch systemów, np. jednego jako źródła ogrzewania, a drugiego jako źródła ciepłej wody użytkowej i ogrzewania kuchennego.

W przypadku miasta Poznania modernizacja dotychczasowego ogrzewania węglowego w poszczególnych jednostkach bilansowych może przebiegać zarówno w kierunku podłączeń obiektów do systemu gazowniczego, jak i do systemu ciepłowniczego. W przypadku gazu sieciowego (ze względu na szeroko rozwiniętą sieć gazową) istnieje wysoka dostępność tego rodzaju zasilania dla każdej jednostki, natomiast system ciepłowniczy swoim zasięgiem nie obejmuje następujących jednostek bilansowych: B10, C13, C12, D7, D6, D8, D9, F2, F1, ZV. Podany przez Veolię Energia Poznań S.A. zasięg systemu ciepłowniczego został pokazany na załączonej do opracowania mapie.

Zmiana sposobu ogrzewania (dla zapotrzebowania ciepła o wielkości 1 MW) w przypadku przejścia z indywidualnego ogrzewania węglowego na ogrzewanie gazowe (przy uwzględnieniu założeń opisanych w rozdz.11 niniejszego opracowania) pozwoli na uzyskanie efektu ekologicznego w postaci zmniejszenia emisji rocznej do powietrza o:

- ok. 5 Mg SO_2,
- ok. 1 Mg NO_x,
- ok. 500 Mg CO_2,
- ok. 2 Mg pyłu,
- ok. 3 kg benzo(α)pirenu.

Natomiast zmiana sposobu ogrzewania (dla zapotrzebowania ciepła o wielkości 1 MW) w przypadku przejścia z indywidualnego ogrzewania węglowego na msc (przy uwzględnieniu założeń opisanych w rozdz.11 niniejszego opracowania) pozwoli na uzyskanie efektu ekologicznego w postaci zmniejszenia emisji rocznej do powietrza o:

- ok. 6 Mg SO_2,
- ok. 0,2 Mg NO_x,
- ok. 220 Mg CO_2,
- ok. 2 Mg pyłu,
- ok. 3 kg benzo(α)pirenu.

W przypadku lokalizacji zabudowy poza ekonomicznie i technicznie uzasadnionym zasięgiem rozbudowy systemu ciepłowniczego i gazowniczego należy rozważyć możliwość zamontowania ogrzewania indywidualnego elektrycznego. Alternatywnym rozwiązaniem, gdy nie ma możliwości rozbudowy powyższych systemów, jest zastosowanie lokalnych źródeł niskoemisyjnych, np. kotłownia na gaz płynny lub olej opałowy itd. oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Podjęcie działań zmierzających do wykorzystania energii odnawialnej, jak to opisano w rozdziale 13 daje w efekcie ograniczenie emisji przede wszystkim gazów cieplarnianych tj. CO_2. Przykładowo przy wykorzystaniu biomasy jako paliwa, emisja CO_2 traktowana jest jako zerowa, z uwagi na to, że równolegle jest on pobierany przez rośliny w procesie fotosyntezy. Przy zastąpieniu paliwa węglowego biomasą, dla mocy 1 MW i zużyciu energii u odbiorcy na poziomie 7 000 GJ rocznie, unika się emisji około 830 Mg CO_2.

Dodatkowym działaniem wspierającym efekt obniżenia emisji zanieczyszczeń, zauważalnej w skali miasta, są działania termomodernizacyjne. Oszacowanie przewidywanego obniżenia poziomu zanieczyszczeń przeprowadzono przy założeniu, że działania termomodernizacyjne będą realizowane głównie na obiektach, które ogrzewane są z systemu ciepłowniczego i w ograniczonym zakresie dla obiektów wykorzystujących gaz jako nośnik energii cieplnej.

Efekt ekologiczny uzyskany w wyniku przeprowadzenia działań termomodernizacyjnych (w odniesieniu do zmniejszenia zapotrzebowania ciepła o 1MW) pozwoli na redukcję emisji poszczególnych zanieczyszczeń do powietrza o:

- ok. 5 Mg SO_2,
- ok. 2 Mg NO_x,
- ok. 1 Mg pyłu,
- ok. 805 Mg CO_2.

Miasto Poznań podejmuje działania w kierunku likwidacji niskiej emisji poprzez realizację programu KAWKA i jego kontynuację w postaci programu KAWKA BIS. Program ten polega na dofinansowaniu zmiany sposobu ogrzewania domów i mieszkań na bardziej przyjazny środowisku. W tym celu Rada Miasta Poznania podjęła w dniu 14.04.2015 r. uchwałę nr X/72/VII/2015 zmienioną następnie uchwałą nr LVIII/1093/VII/2017 z dnia 5.12.2017 r. – ustalając zasady i tryb udzielania dotacji celowych z budżetu miasta na likwidację źródeł niskiej emisji i zastąpieniu ich źródłami proekologicznymi. Zgodnie z ww. uchwałami dotacji podlega zmiana sposobu ogrzewania polegająca na trwałej likwidacji ogrzewań opartych na paliwie stałym i zastąpieniu ich ogrzewaniem: gazowym, olejowym, elektrycznym, przy użyciu pompy ciepła lub poprzez podłączenie do miejskiej sieci ciepłowniczej. Program KAWKA realizowany był w latach 2015-2017 na terenie ścisłego Starego Miasta i Chwaliszewa, północnej Wildy oraz Łazarza. Natomiast program KAWKA BIS przewidziany jest na lata 2018-2020 dla zadań realizowanych na obszarze całego Poznania.
Łącznie w ciągu lat 2015-2017 udzielono 284 dotacje na zmianę sposobu ogrzewania mieszkań na bardziej przyjazne środowisku. Inwestycje objęły 794 lokale, z których 130 należało do Miasta.

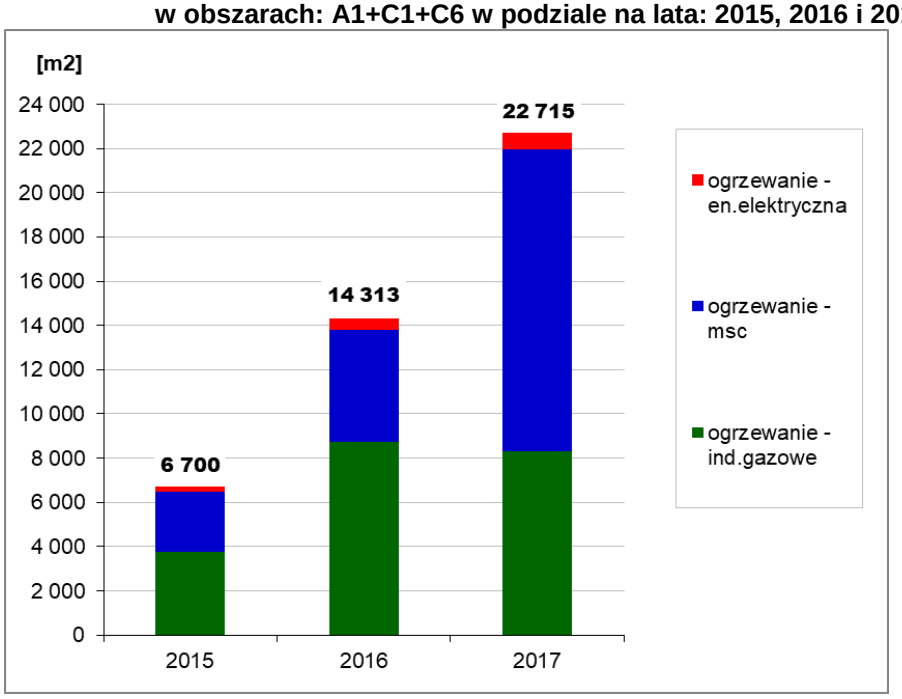
W tabelach oraz na wykresach poniżej przedstawiono efekty rzeczowe oraz efekt ekologiczny realizacji programu KAWKA w latach 2015-2017.

Tabela 16-21 Efekt rzeczowy realizacji programu KAWKA łącznie w obszarach: A1+C1+C6 w podziale na lata: 2015, 2016 i 2017

Rok	Przejście z ogrzewania:						Łącznie - zmiana sposobu ogrzewania	
	węglowego na gaz		węglowego na msc		węglowego na energię elektryczną			
	liczba zlikwidowanych źródeł na paliwo stałe	powierzchnia ogrzewana	liczba zlikwidowanych źródeł na paliwo stałe	powierzchnia ogrzewana	liczba zlikwidowanych źródeł na paliwo stałe	powierzchnia ogrzewana	liczba zlikwidowanych źródeł na paliwo stałe	powierzchnia ogrzewana
	sztuk	m^2	sztuk	m^2	sztuk	m^2	sztuk	m^2
2015	114	3 745	42	2 718	8	237	***164***	***6 700***
2016	179	8 714	120	5 091	15	509	***314***	***14 313***
2017	226	8 313	257	13 626	25	776	***508***	***22 715***
suma	**519**	**20 771**	**419**	**21 435**	**48**	**1 521**	**986**	**43 728**

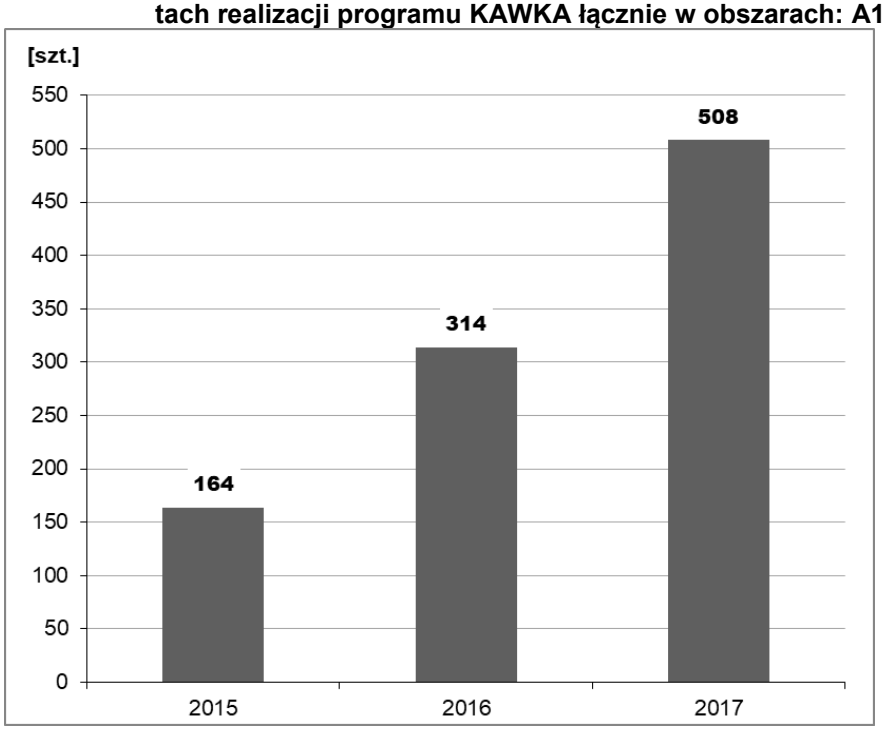
Źródło: opracowanie własne na podst. danych z UM Poznań Wydział Ochrony Środowiska

Wykres 16-9 Powierzchnia lokali podlegająca zmianie w sposobie ogrzewania z węglowego na elektryczne, gazowe lub podłączenie do msc - w wyniku realizacji programu KAWKA łącznie w obszarach: A1+C1+C6 w podziale na lata: 2015, 2016 i 2017



Źródło: opracowanie własne na podst. danych z UM Poznań Wydział Ochrony Środowiska

Wykres 16-10 Liczba zlikwidowanych indywidualnych źródeł na paliwo stałe w poszczególnych latach realizacji programu KAWKA łącznie w obszarach: A1+C1+C6



Źródło: opracowanie własne na podst. danych z UM Poznań Wydział Ochrony Środowiska

Analizując powyższe dane należy stwierdzić, iż w wyniku realizacji programu KAWKA w latach 2015-2017 zlikwidowanych zostało 986 indywidualnych źródeł na paliwo stałe łącznie w obszarach A1+C1+C6, co stanowi 8,7% wszystkich zinwentaryzowanych źródeł niskiej emisji w tych obszarach. W związku z tym zmianie w sposobie ogrzewania z wę-

glowego na ekologiczne poddano ponad 43 tys. m^2 powierzchni lokali, co stanowi ponad 10% łącznej powierzchni ogrzewanej ze źródeł niskiej emisji w ww. obszarach.
Ponadto należy zauważyć, iż z roku na rok rośnie zainteresowanie mieszkańców udziałem w przedmiotowym programie, co w dużej mierze jest wynikiem intensywnej kampanii edukacyjnej prowadzonej przez Miasto w celu podniesienia świadomości społecznej w temacie zagrożeń powodowanych niską emisją oraz możliwości jej ograniczenia.

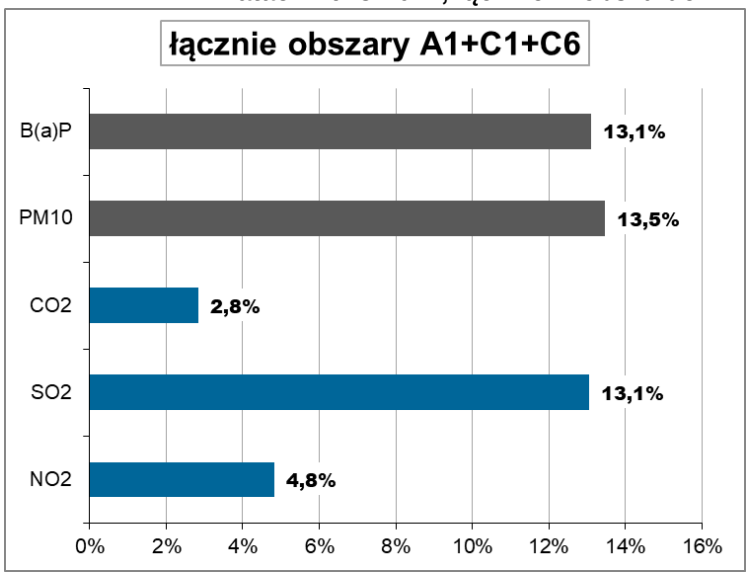
Efekt ekologiczny realizacji programu KAWKA w latach 2015-2017 (traktowany jako wielkość emisji usuniętej) w obszarach objętych tych programem przedstawia się następująco:

Tabela 16-22 Efekt ekologiczny realizacji programu KAWKA łącznie w latach 2015-2017 dla obszarów: A1+C1+C6

Substancja	Łącznie dla obszarów: A1+C1+C6	
	emisja zlikwidowana [kg/rok]	% redukcji niskiej emisji
NO_2	1 980	4,8%
SO_2	38 885	13,1%
CO_2	796 391	2,8%
PM10	20 083	13,5%
B(a)P	12,5	13,1%

Źródło: opracowanie własne na podst. danych z UM Poznań Wydział Ochrony Środowiska

Wykres 16-11 Procent redukcji emisji zanieczyszczeń uzyskany w wyniku realizacji programu KAWKA w latach 2015-2017, łącznie w obszarach: A1+C1+C6



Realizacja programu KAWKA w latach 2015-2017 pozwoliła na usunięcie łącznie z obszarów A1+C1+C6 emisji zanieczyszczeń pyłowych w ilości ponad 20 Mg pyłu PM10 oraz ponad 12 kg B(a)P, co daje ponad 13-sto procentowy efekt ograniczenia zanieczyszczeń pyłowych pochodzących z niskiej emisji w ww. obszarach. Ograniczono również o ponad 796 Mg emisję dwutlenku węgla, który jest jedną z głównych substancji odpowiedzialnych za powstanie efektu cieplarnianego.

16.4 Poprawa jakości powietrza – dodatkowe normy jakości powietrza

Ze względu na znaczny negatywny wpływ pyłu PM2,5 na zdrowie ludzi w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszego powietrza dla Europy (tzw. dyrektywa CAFE) wprowadzono dodatkowe normy jakości powietrza dla obszarów tła miejskiego w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców i aglomeracjach. Dla obszarów tych określono poziom dopuszczalny pyłu PM2,5 w powietrzu oraz pułap stężenia ekspozycji obliczany na podstawie wskaźnika średniego.

Zalecenia dyrektywy CAFE wprowadzone zostały do prawodawstwa polskiego poprzez ustawę Prawo ochrony środowiska (POŚ Dz.U. 2018, poz. 799 – t.j.) oraz rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz.U. 2012, poz. 1031). W rozporządzeniu tym określono następujące normy dla pyłu PM2,5:

- poziom dopuszczalny średnioroczny w wysokości:
  - ✓ 25 µg/m^3 od 1 stycznia 2015 r. (faza I),
  - ✓ 20 µg/m^3 od 1 stycznia 2020 r. (faza II);
- pułap stężenia ekspozycji w wysokości:
  - ✓ 20 µg/m^3 od roku 2015.

Przez pułap stężenia ekspozycji rozumie się poziom substancji w powietrzu wyznaczony na podstawie wartości krajowego wskaźnika średniego narażenia w celu ograniczenia szkodliwego wpływu danej substancji na zdrowie ludzi, który ma być osiągnięty w określonym terminie.
Ww. normy wg art. 3 pkt 31a i pkt 34 POŚ są standardami jakości środowiska.

Wskaźniki średniego narażania dla aglomeracji poznańskiej oraz krajowy wskaźnik średniego narażenia są obliczane przez GIOŚ w terminie do 30 czerwca każdego roku, w oparciu o pomiary prowadzone przez WIOŚ w Poznaniu w roku poprzednim. Obliczenia te są prowadzone corocznie, a ich wyniki są niezwłocznie przekazywane Ministrowi Środowiska. Z kolei Minister Środowiska, w terminie do 30 września, ogłasza w drodze obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski" wartość wskaźnika średniego narażenia dla aglomeracji i miast o liczbie mieszkańców większej niż 100 tys. w odniesieniu do wartość pułapu stężenia ekspozycji (najnowsze Obwieszczenie Ministra Środowiska: z dnia 27.09.2018 r. Dz.U. 2018 poz. 923).

W poniższej tabeli przedstawiono, obliczone i podane przez GIOŚ, wartości wskaźników średniego narażenia na pył PM2,5 w aglomeracji poznańskiej w latach 2014÷2017.

Tabela 16-23 Wskaźniki średniego narażenia na pył PM2,5 dla aglomeracji poznańskiej

Nazwa strefy	2014	2015	2016	2017
aglomeracja poznańska	25	25	25	24

Źródło: obwieszczenia Ministra Środowiska ogłoszone w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski" - najnowsze Obwieszczenie Ministra Środowiska: z dnia 27.09.2018 r. Dz.U. 2018 poz. 923

Wartości wskaźników średniego narażenia na pył PM2,5 dla aglomeracji poznańskiej w latach 2014÷2016 utrzymywały się na stałym poziomie i wynosiły 25 µg/m^3. Wartość wskaźnika spadła dopiero w 2017 r. do poziomu 24 µg/m^3. Wielkość ta jest niższa od rocznego poziomu dopuszczalnego dla aktualnego okresu, tj. 25 µg/m^3 (wg rozp. MŚ Dz.U 2012, poz. 1031) i winna być systematycznie obniżana, do uzyskania w 2020 r. poziomu dopuszczalnego 20 µg/m^3.

Porównując natomiast wielkości średniego narażenia na pył PM2,5 dla aglomeracji poznańskiej (przytoczone w tabeli powyżej) do aktualnej wartości pułapu stężenia ekspozycji dla tego zanieczyszczenia należy stwierdzić, iż w każdym z analizowanych lat przekroczona została wartość dopuszczalna pułapu wyznaczona według ww. rozporządzenia Ministra Środowiska.

Powyższe uregulowania obligują do dalszych działań w kierunku ograniczenia emisji pyłów w celu uzyskania obniżenia poziomu zawartości pyłów drobnych w powietrzu oraz w perspektywie roku 2020 osiągnięcia i utrzymania wymaganego pułapu.

17. Zakres współpracy z innymi gminami

17.1 Określenie zakresu współpracy

Zgodnie z art. 19 ust. 3 pkt. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz. U. 2018, poz. 755), „Projekt założeń ...” powinien określać zakres współpracy z innymi gminami odnośnie sposobu pokrywania potrzeb energetycznych.

Miasto Poznań graniczy z gminami powiatu poznańskiego (patrz rysunek poniżej), a mianowicie:

- z gminą wiejską Rokietnica,
- z gminą wiejską Suchy Las,
- z gminą wiejską Czerwonak,
- z gminą miejsko-wiejską Swarzędz,
- z gminą wiejską Kleszczewo,
- z gminą miejsko-wiejską Kórnik,
- z gminą miejsko-wiejską Mosina,
- z gminą miejską Luboń,
- z gminą wiejską Komorniki,
- z gminą wiejską Dopiewo,
- z gminą wiejską Tarnowo Podgórne.

Rysunek 17-1 Gminy bezpośrednio sąsiadujące z Miastem Poznań



Źródło: www.kupsprzedaj.pl

W ramach prac związanych z opracowaniem „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" dokonano analizy istniejących i przyszłych możliwych powiązań pomiędzy Miastem Poznań 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 do opracowania.

Współpraca między Miastem Poznań a gminami sąsiadującymi w zakresie poszczególnych systemów energetycznych realizowana jest głównie poprzez organizacje eksploatatorów tych systemów. W ramach istniejącej infrastruktury technicznej dotyczącej transportu poszczególnych nośników energii istnieją sieciowe powiązania Miasta Poznań z gminami sąsiadującymi. Systemy istniejących powiązań przedstawiono w ramach przyjętego podziału na istniejące nośniki energetyczne.

17.2 Stan istniejący

System ciepłowniczy

Dystrybucją ciepła na terenie miasta Poznań zajmuje się Veolia Energia Poznań S.A. Odbiorcami ciepła są głównie użytkownicy budynków wielorodzinnych oraz obiektów przeznaczonych pod handel i usługi (w tym usługi użyteczności publicznej).
Stwierdzono również bezpośrednie powiązania pomiędzy miastem Poznań a gminami Czerwonak i Swarzędz w zakresie dystrybucji i dostawy ciepła realizowanej za pośrednictwem przedsiębiorstwa Veolia Energia Poznań S.A.
W przypadku pozostałych gmin bezpośrednio sąsiadujących w chwili obecnej nie stwierdzono żadnych powiązań sieciowych związanych z systemem ciepłowniczym miasta.

System elektroenergetyczny

W ramach systemu elektroenergetycznego współpraca z ww. gminami realizowana jest w całości przez ENEA Operator Sp. z o.o. poprzez istniejące powiązania sieciowe.
Ponadto w przypadku gmin: Rokietnica, Suchy Las, Czerwonak, Swarzędz, Kórnik, Mosina, Luboń, Komorniki i Dopiewo współpraca w ramach systemu elektroenergetycznego realizowana jest także przez PKP Energetyka S.A.

System gazowniczy

Współpraca z ww. gminami w zakresie systemu gazowniczego realizowana jest przez PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu poprzez istniejące powiązania sieciowe.

Rynkowy zakup energii elektrycznej i gazu ziemnego

Miasto Poznań uczestniczy w rynkowym zakupie energii elektrycznej i gazu ziemnego wraz z jednostkami gminnymi oraz należącymi do grupy zakupowej członkami (patrz rozdział 12.4.1 niniejszego opracowania).

17.3 Możliwe przyszłe kierunki współpracy

System ciepłowniczy

Brak jest w chwili obecnej i nie przewiduje się w przyszłości wspólnych rozwiązań oraz inwestycji związanych z systemem ciepłowniczym pomiędzy Miastem Poznań a gminami niezaopatrywanymi w ciepło przez przedsiębiorstwo Veolia Energia Poznań S.A.

System elektroenergetyczny

W przyszłości zakłada się, że ewentualna współpraca Miasta Poznań z gminami sąsiednimi odnośnie pokrywania potrzeb elektroenergetycznych realizowana będzie głównie na szczeblu określonych powyżej i powstałych w przyszłości przedsiębiorstw energetycznych (przy koordynacji ze strony władz gminnych).

System gazowniczy

W przyszłości zakłada się, że ewentualna współpraca Miasta Poznań z gminami sąsiednimi, odnośnie pokrywania potrzeb gazowniczych realizowana będzie głównie na szczeblu wymienionego powyżej przedsiębiorstwa energetycznego (przy koordynacji ze strony władz gminnych). Przejawem tej współpracy powinno być dążenie do dalszej gazyfikacji nie zaopatrzonych w gaz ziemny obszarów miasta Poznań i gmin sąsiadujących.

Odnawialne źródła energii

W chwili obecnej brak jest przesłanek do współpracy między Miastem Poznań 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 będzie pozyskiwana dla konkretnego źródła energii.

Konieczność opracowania Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe wynika z art. 19 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz. U. 2018, poz. 755). Ww. opracowane „Założenia…" posiadają następujące gminy sąsiadujące z Poznaniem:

- Rokietnica (posiada projekt założeń zaktualizowany w 2016 r. ale nie zatwierdzony uchwałą Rady Gminy, w 2019 r. planowana jest kolejna aktualizacja);
- Suchy Las (2009 r.) wraz z ostatnią aktualizacją (2016 r.);
- Czerwonak (2014 r.) wraz z ostatnią aktualizacją (2017 r.);
- Swarzędz (2010 r.);
- Kleszczewo (2008 r.) wraz z ostatnią aktualizacja (2016 r.);
- Kórnik (2013 r.) wraz z ostatnią aktualizacją (2016 r.);
- Mosina (2009 r.) wraz z ostatnią aktualizacją (2018 r.);
- Luboń (2009 r.) wraz z ostatnią aktualizacją (2017 r.);
- Komorniki (2013 r.) wraz z ostatnią aktualizacją (2016 r.), planowana jest kolejna;
- Dopiewo (2004 r.);
- Tarnowo Podgórne wraz z ostatnią aktualizacją (2018 r.).

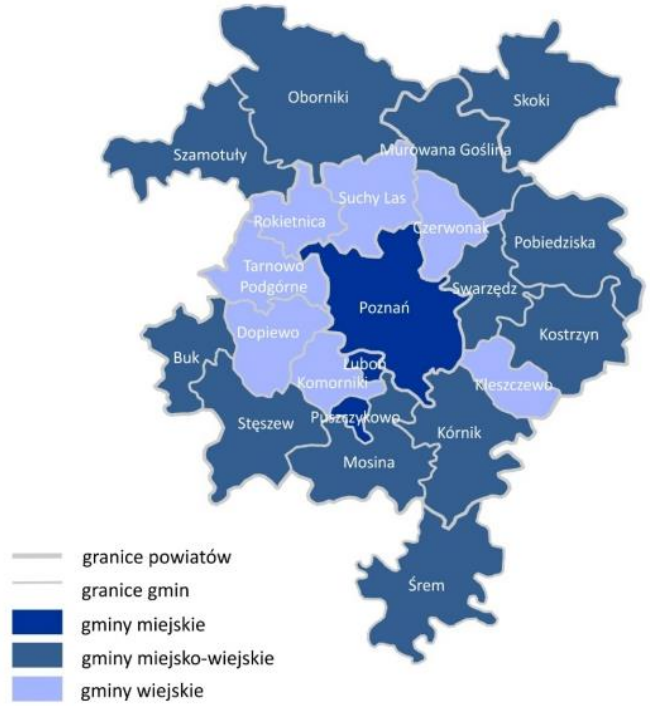
Ponadto współpraca międzygminna powinna również obejmować wymianę informacji i dokonywanie wspólnych uzgodnień przy tworzeniu miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego czy studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz tworzenie programów, których celem byłaby eliminacja niskiej emisji, np. poprzez likwidację niskosprawnych źródeł ciepła opalanych węglem czy promocję odnawianych źródeł energii (kolektory słoneczne, pompy ciepła itp.).

Miejski Obszar Funkcjonalny Poznania

Obszar funkcjonalny (metropolitalny) miasta to nowy podmiot prowadzenia polityki rozwoju i zarządzania, wskazany w polskich dokumentach strategicznych i planistycznych. Podział obszarów funkcjonalnych ośrodków wojewódzkich następuje na poziomie regionalnym, przy zastosowaniu jednolitych kryteriów wypracowanych wspólnie przez stronę rządową i samorządową oraz przy udziale partnerów społecznych i gospodarczych. Przy pomocy instrumentu pod nazwą Zintegrowane Inwestycje Terytorialne (ZIT), partnerstwa jednostek samorządu terytorialnego miast i obszarów powiązanych z nimi funkcjonalnie mogą realizować zintegrowane przedsięwzięcia służące zrównoważonemu rozwojowi miast i otaczających je obszarów wiejskich w Polsce. Instrument ZIT łączy działania finansowane z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Europejskiego Funduszu Społecznego. Strategia ZIT określa zintegrowane działania służące rozwiązywaniu problemów gospodarczych, środowiskowych, demograficznych i społecznych wpływających na ich rozwój i funkcjonowanie.

Miejski Obszar Funkcjonalny (MOF) Poznania jako obszar realizacji ZIT został określony Uchwałą Zarządu Województwa Wielkopolskiego Nr 4013/2013 z dnia 7 listopada 2013 r. i obejmuje terytorium miasta Poznań oraz 17 gmin powiatu poznańskiego i 4 gmin z powiatów ościennych: Buk, Czerwonak, Dopiewo, Kleszczewo, Komorniki, Kostrzyn, Kórnik, Luboń, Mosina, Murowana Goślina, Oborniki, Pobiedziska, Puszczykowo, Rokietnica, Skoki, Stęszew, Suchy Las, Swarzędz, Szamotuły, Śrem i Tarnowo Podgórne, będących członkami Stowarzyszenia Metropolia Poznań.

Rysunek 17-2 Zasięg Miejskiego Obszaru Funkcjonalnego Poznania



Źródło: Strategia ZIT w Miejskim Obszarze Funkcjonalnym Poznania, październik 2014

Wg stanu na 2013 r. obszar ten, o powierzchni ok. 3 tys. km^2 (10% powierzchni województwa), zamieszkuje ponad 1 mln osób (29% populacji województwa), co daje gęstość zaludnienia blisko trzykrotnie większą od średniej dla Polski.

Samorządy terytorialne tworzące Stowarzyszenie Metropolia Poznań, w porozumieniu ze wszystkimi jego członkami, wypracowały wspólną Strategię ZIT obejmującą sformułowane programy rozwoju MOF Poznania oraz działania, które w perspektywie do 2020 r. mają zapewnić większą spójność przestrzenną obszaru oraz przyczynić się do wzrostu gospodarczego, rozwoju infrastruktury (w tym energetycznej), poprawy komunikacji, polepszenia usług społecznych oraz poprawy jakości życia jej mieszkańców.
Struktura celów i priorytetów ZIT dla MOF Poznania została oparta na osiach i programach strategicznych obejmujących:

1. Kształtowanie środowiska, krajobrazu i urbanistyki zgodnie z zasadami ładu przestrzennego i zrównoważonego rozwoju;
2. Rozwój infrastruktury transportowej z preferencją dla niskoemisyjnej i zintegrowanej komunikacji publicznej;
3. Wspieranie rozwoju gospodarczego i wzrostu konkurencyjności rynku pracy;
4. Tworzenie przyjaznych mieszkańcom usług społecznych;
5. Budowa struktur dla sprawnego zarządzania Metropolią oraz wspólnej promocji inwestycyjnej i turystycznej.

Wskazane powyżej cele odpowiadają 5 osiom strategicznym. Cele strategiczne i priorytety ZIT muszą zostać bezpośrednio osadzone w celach tematycznych i priorytetach inwestycyjnych Unii Europejskiej w perspektywie 2014–2020, a także zawierać odniesienie do osi priorytetowych WRPO 2014.

W aspekcie współpracy na polu energetyki w obszarze gmin z rejonu Poznania, przykłady dobrych praktyk energetyki komunalnej miasta winny być w ramach MOF popularyzowane.

Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Poznania

Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Poznania został wykonany na zlecenie Stowarzyszenia Metropolia Poznań w 2014 r. Dokument wyznacza cele i zadania umożliwiające rozwój gospodarki w kierunku niskoemisyjnym, z poszanowaniem stanu środowiska oraz dostępności surowców. Dotyczy działań, których realizacja posłuży: poprawie jakości powietrza na terenie miasta Poznań, redukcji emisji gazów cieplarnianych (których emisję wyrażono w Mg CO_2e), ograniczeniu zjawiska niskiej emisji poprzez zwiększenie wykorzystania niskoemisyjnych źródeł energii (w szczególności OZE) oraz zmniejszenia zużycia energii i poprawę efektywności energetycznej w mieście.

Cel strategiczny PGN dla Poznania został określony jako transformacja miasta w kierunki gospodarki niskoemisyjnej, poprzez ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, poprawę efektywności energetycznej, wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i poprawę jakości powietrza.

W PGN wskazane zostały także następujące cele strategiczne:

- Cel szczegółowy 1: ograniczenie emisji gazów cieplarnianych do 2020 roku;

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 20% do 2020 r. oraz o 30% do 2040 r. w porównaniu z poziomem z 2010 r. przy utrzymaniu dynamiki rozwoju społeczno-gospodarczego miasta.

- Cel szczegółowy 2: zmniejszenie zużycia energii do 2020 roku;

Podniesienie efektywności energetycznej w porównaniu do prognozy BAU (biznes jak zwykle) o 10% w 2020 r. oraz o 15% w 2040 r.

- Cel szczegółowy 3: zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych do 2020 roku.

Zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawianych w ogólnym bilansie energetycznym do poziomu 2,3% w 2020 r. oraz do 3,5% w 2040 r.

Realizacja celów szczegółowych przyczyni się bezpośrednio do realizacji celów w zakresie ochrony powietrza wyznaczonych w obowiązującym Programie Ochrony Powietrza (POP), czyli przywrócenia naruszonych standardów jakości powietrza oraz zmniejszenia stężeń substancji zanieczyszczających w powietrzu.

PGN stanowi podstawę do ubiegania się o środki zewnętrzne na realizowane zadania w zakresie gospodarki niskoemisyjnej z krajowych i regionalnych funduszy, m.in.: z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko oraz Wielkopolskiego Regionalnego Programu Operacyjnego na lata 2014-2020. Warunkiem ubiegania się o dofinansowanie w tych programach jest wpisanie zadań do Planu gospodarki niskoemisyjnej.

Należy zwrócić uwagę, że wspólne działania Poznania i gmin sąsiednich w ramach PGN w pewnej części wynikać będą z niniejszych Założeń do planu i należy w sposób szczególny zadbać o spójność tych dokumentów.

18. Wnioski i zalecenia

Niniejsza „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" (Aktualizacja 2018) 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 Poznania oraz podstawę planowania i organizacji działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze miasta.

Merytorycznie spełnia wymagania ustawy Prawo energetyczne art. 19 i zawiera:

- ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, w tym – ocenę bezpieczeństwa energetycznego,
- 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 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. 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 „Projektu założeń…" przez odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne;
- „Planów rozwoju ..." przedsiębiorstw energetycznych działających i zamierzających działać na terenie miasta Poznania 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 uchwalonego „Projektu założeń…".

1. Stan aktualny zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w Poznaniu

Analiza stanu działania systemów energetycznych miasta Poznania dała generalny obraz potrzeb energetycznych odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta, który przedstawia się według stanu na koniec 2017 roku następująco:

1.1. W zakresie potrzeb cieplnych:

- zapotrzebowanie mocy cieplnej dla ogrzewania, przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz technologii – ogółem 2 272,7 MW, w tym:
  - ✓ w budownictwie mieszkaniowym ~1 242 MW;
  - ✓ pokrycie przez zasilanie z systemów ciepłowniczych – 1 182 MW (ok. 54%);
- roczne zużycie energii cieplnej użytecznej dla ogrzewania, przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz technologii – około 14 274 TJ/rok, w tym:
  - ✓ w budownictwie mieszkaniowym – 7 030 TJ/rok;
  - ✓ pokryte przez zasilanie z miejskiego systemu ciepłowniczego – 7 500 TJ/rok.

1.2. W zakresie dostaw gazu ziemnego:

- roczne zużycie gazu ziemnego – ok. 196,6 mln m^3, w tym:
  - ✓ gospodarstwa domowe ~ 101 mln m^3, obejmujące pokrycie potrzeb grzewczych dla odbiorców indywidualnych ~ 71 mln m^3;
- udział gazu ziemnego w pokryciu potrzeb cieplnych jw.:
  - ✓ ogółem w mieście 27%;
  - ✓ w odniesieniu do zabudowy mieszkaniowej 23% potrzeb cieplnych.

1.3. W zakresie dostaw energii elektrycznej:

- roczne zużycie energii elektrycznej – ok. 2 245 GWh, w tym:
  - ✓ gospodarstwa domowe ~485 GWh.

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 zrównoważonego, oszacowano na poziomie:

2.1. W zakresie potrzeb cieplnych:

- w wariancie zrównoważonym przyrost potrzeb cieplnych nowych odbiorców wyniesie ~ 312,4 MW, w tym dla nowego budownictwa mieszkaniowego ~ 216,3 MW;
- przyrosty te w znakomitej części równoważone będą spadkiem zapotrzebowania na skutek prowadzenia wszelkiego typu działań racjonalizacji użytkowania ciepła;
- około 114 MW z potrzeb nowego budownictwa mieszkaniowego może być pokryte przez podłączenie do systemu ciepłowniczego.

2.2. W zakresie dostaw energii elektrycznej:

Przyrost zapotrzebowania na moc elektryczną liczoną u odbiorcy (na poziomie budynku / obiektu) do roku 2035 oszacowano na poziomie:

- dla nowej zabudowy mieszkaniowej: 70÷74 MW;
- dla nowej zabudowy strefy usługowo-wytwórczej: 130 MW.

2.3. W zakresie dostaw gazu ziemnego:

- wielkość godzinowego zapotrzebowania na gaz ziemny dla nowych odbiorców, dla których przewiduje się możliwość zasilania z systemu gazowego szacuje się maksymalnie na poziomie:
  - ✓ 16 100 m^3/h dla odbiorców zabudowy mieszkaniowej,
  - ✓ 11 540 m^3/h dla odbiorców strefy usług i wytwórczości.

Wielkości te nie obejmują potrzeb technologicznych ewentualnych nowych odbiorców strefy przemysłowej.

3. Możliwości pokrycia prognozowanego przyrostu zapotrzebowania

Określone powyżej wielkości zapotrzebowania mogą zostać pokryte na bazie istniejących systemów zaopatrujących miasto Poznań w nośniki energii, 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 11 niniejszego „Projektu założeń…". Każdorazowo należy rozpatrzyć, tam gdzie jest to zasadne, wprowadzenie wysokosprawnej kogeneracji i rozwiązań OZE, szczególnie w nowych obiektach użyteczności publicznej zgodnie z przyjętymi i obowiązującymi uregulowaniami prawnymi.

4. Ocena stanu zaopatrzenia miasta w ciepło

Zaopatrzenie w ciepło zabudowy mieszkaniowej realizowane jest w Poznaniu za pośrednictwem miejskiego systemu ciepłowniczego, kotłowni lokalnych oraz rozwiązań indywidualnych głównie w oparciu o wykorzystanie gazu ziemnego i innych dostępnych lokalnie paliw.

Miejski system ciepłowniczy pokrywa ok. 54% potrzeb cieplnych Poznania.

Infrastruktura ciepłownicza Poznania spełnia w zakresie stanu technicznego wymagania obowiązujących norm i przepisów oraz jest eksploatowana w sposób zgodny z obowiązującymi przepisami. Stan techniczny jest monitorowany w sposób ciągły przez właściciela i operatora systemu Veolia Energia Poznań S.A.

Po wyłączeniu z eksploatacji w 2016 roku EC Garbary moc dyspozycyjna źródeł systemowych została ograniczona do mocy możliwej do wyprowadzenia z EC Karolin wynoszącej obecnie 805 MW. Wsparcie dla zasilania systemu ciepłowniczego miasta stanowi uruchomiona i podłączona w 2016 roku do msc Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych (o mocy zainstalowanej 34 MW, moc zmówiona dla msc w 2017 r. to 10 MW) należąca do SUEZ Zielona Energia oraz kotłownie szczytowe o łącznej mocy możliwej do wyprowadzenia 23,5 MW.

Sumarycznie moc dyspozycyjna dla systemu ciepłowniczego osiąga wielkość 862 MW, co daje (bez rezerw) pokrycie zapotrzebowania dla stanu istniejącego.

Rozległość sieci ciepłowniczej Poznania oraz lokalizacja głównego źródła systemowego na północno-wschodnim krańcu systemu decyduje o dużych spadkach ciśnienia dyspozycyjnego na trasie przesyłu, co stanowi znaczące utrudnienia dla układu hydrauliki syste-

mu. Decyduje to o ograniczeniu możliwości rozwoju systemu ciepłowniczego, głównie w kierunku południowo-zachodnim.
Planowane przez Veolię inwestycje, obejmujące między innymi budowę nowego źródła w południowej części miasta (Kopanina – 45 MW), pozwoli na podniesienie mocy dyspozycyjnej dla msc do poziomu 907 MW, co da zapewnienie pokrycia zapotrzebowania mocy dla stanu prognozowanego na rok 2025, przy uwzględnieniu współczynnika jednoczesności odbioru ciepła na poziomie 0,7. Pozostałe inwestycje sieciowe winny poprawić uwarunkowania hydrauliczne systemu.
Dla zapewnienia bezpieczeństwa zaopatrzenia miasta w ciepło systemowe w okresie po roku 2025 niezbędne jest ujęcie w planach rozwoju wybudowanie nowego źródła wspomagającego zasilanie systemu.

Stan techniczny sieci ciepłowniczych jest zróżnicowany. Udział nowoczesnych sieci preizolowanych w ogólnej długości sieci ciepłowniczych, wzrósł z poziomu ~38% do ~ 43% całkowitej długości sieci systemu ciepłowniczego. Odcinki sieci wykonane w technologii tradycyjnej – kanałowej, eksploatowane przez 30 i więcej lat, stanowią potencjalne zagrożenie wystąpienia awarii sieci i wymuszają obniżenie optymalnych parametrów pracy sieci. Szczególnie dotyczy to sieci magistralnych ≥2x Dn 300, na których w okresie ostatnich czterech lat nie były prowadzone działania związane z rozbudową lub modernizacją sieci.
Na terenie miasta zabudowane są już tylko węzły wymiennikowe, wszystkie wyposażone są w: w automatykę pogodową i telemetrię do odczytu układów pomiarowych. Dla węzłów Veolii jest możliwość sterowania węzłem z poziomu Centrum Zarządzania Energią i odczyt jego parametrów pracy.

System ciepłowniczy Poznania posiada status systemu efektywnego. Udział ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczej wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła ciepła oraz ciepła użytkowego wytwarzanego w kogeneracji wynosi za rok 2017 – 79,4%. Pozwala to na wykorzystywanie środków pomocowych na jego rozwój i modernizację.

5. Ocena stanu zaopatrzenia miasta w energię elektryczną

Infrastruktura elektroenergetyczna zlokalizowana na terenie miasta Poznania 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 Poznania. 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 Poznania 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.

6. Ocena stanu zaopatrzenia miasta w gaz sieciowy

Stan techniczny elementów systemu gazowniczego w Poznaniu, będącego w gestii Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu potwwierdza zdolności przesyłowe działających stacji SRP I^o i II^o oraz sieci rozdzielczych średniego ciśnienia dla zaspokojenia potrzeb odbiorców istniejących, jak i potencjalnych nowych klientów. Stan techniczny jest monitorowany w sposób ciągły przez właściwe przedsiębiorstwa. W chwili obecnej stacje gazowe I stopnia posiadają rezerwy przepustowości, zwłaszcza w okresie letnim.
Wystąpienie wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny na terenie miasta równoważone jest poprzez modernizację bądź rozbudowę infrastruktury (m.in. na styku sieci przesyłowej i dystrybucyjnej – stacje gazowe I stopnia). Konieczność zwiększenia przepustowości stacji gazowych I stopnia podlega uzgodnieniom pomiędzy operatorami systemów: przesyłowego i dystrybucyjnego, tzn. PSG sp. z o.o. oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A. Planowane jest zwiększenie przepustowości 4 stacji I^o łącznie o ponad 20 000 Nm^3/h.

Pierścieniowy układ sieci zarówno systemu zasilania z poziomu wysokiego ciśnienia, jak i sieci średnio- i niskoprężnych w Poznaniu oraz występująca możliwość zasilania z kilku stacji gazowych wysokiego ciśnienia wpływa korzystnie na ciągłość dostaw gazu do odbiorców i zachowanie bezpieczeństwa użytkowania sieci gazowych.

7. Działania miasta Poznań w obszarze energetyki

Na podstawie przeprowadzonych w niniejszym opracowaniu analiz dotyczących stanu zaopatrzenia w nośniki energii i prognoz w perspektywie roku 2035 oraz biorąc pod uwagę nowe uwarunkowania wynikające z wprowadzanych zasad funkcjonowania energetyki, podkreślające zagadnienia dotyczące efektywności energetycznej i racjonalizacji użytkowania energii oraz ochrony klimatu, jako zagadnienia wiodące w dalszej polityce energetycznej na skalę ponadlokalną i lokalną, podtrzymano aktualność zapisów dotyczących wymaganych (niezbędnych) głównych działań 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.
Do głównych działań Miasta należy więc zaliczyć: zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w istniejącej zabudowie, zapewnienie zaopatrzenia w energię dla planowanej nowej zabudowy, poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej, rozwijanie wykorzystania OZE, edukacja w celu wprowadzenia racjonalnych wzorców konsumpcji energii i jej nośników.

➔ Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w istniejącej zabudowie

Zapewnienie w perspektywie krótkoterminowej i wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu Poznania z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych wymaga kontynuacji i realizacji następujących zadań:

- modernizacja istniejących i budowa uzupełniających źródeł zasilania systemu ciepłowniczego dla zapewnienia ciągłości dostawy ciepła dla odbiorców ciepła z msc, z uwzględnieniem spełnienia zaostrzonych wymagań środowiskowych – realizacja po stronie odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych, koordynacja po stronie służb miasta;
- modernizacja i rozbudowa miejskiego systemu ciepłowniczego w celu zapewnienia bezpieczeństwa i poprawy warunków hydraulicznych dostawy ciepła dla obiorców – realizacja po stronie odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych, koordynacja po stronie służb miasta;
- bieżące monitorowanie przyrostu zapotrzebowania na ciepło do pokrycia z systemu ciepłowniczego wynikającego z prognozowanego rozwoju z równoległym monitorowaniem realizacji zamierzeń dotyczących inwestycji związanych ze zwiększeniem potencjału źródeł mogących uzupełnić wymaganą moc dyspozycyjną dla zasilania msc - realizacja po stronie odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych, koordynacja po stronie służb miasta;
- bieżące monitorowanie stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji energii elektrycznej i gazu sieciowego na obszarze miasta – realizacja przez przedsiębiorstwa energetyczne i służby miasta;
- monitoring kosztów energii i jej nośników w aspekcie utrzymania akceptowalnych warunków dla odbiorców końcowych – realizacja przez służby miasta;
- kontynuacja i dalsze rozszerzanie zakresu działań związanych z zakupem energii i jej nośników w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu miasta - realizacja przez służby miasta.

➔ Zapewnienie zaopatrzenia w energię dla planowanej nowej zabudowy

Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Poznania wymaga:

- kontynuacji działań mających na celu bieżącą koordynację operacyjną zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych we współpracy 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. Do zakresu zadań Miasta należy ciągłe monitorowanie planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych działających na jego obszarze i analiza ich zgodności z uchwalonymi „Założeniami...";
- koordynacji planowania przestrzennego miasta oraz procesów administracyjnych w celu zapewnienia realizacji zaopatrzenia w nośniki energii nowych jej użytkowników na warunkach ustalonych w dokumentach planistycznych i z zachowaniem zasad rynkowych. W mpzp i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę wyznaczane winny być pasy terenu dla uzbrojenia w infrastrukturę energetyczną;
- stymulowania działań inwestorów dla zastosowania rozwiązań opartych o:
  - podłączenie do systemu ciepłowniczego, w szczególności dla obiektów o zapotrzebowaniu mocy cieplnej na poziomie powyżej 50 kW,

- wykorzystanie lokalnych układów kogeneracji z zastosowaniem np. gazu ziemnego jako paliwa,
- wykorzystanie odnawialnych źródeł energii;

- zapewnienia oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych.

➔ Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej

Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia w energię odbiorców z terenu Poznania obejmuje zadania:

- kontynuacja zarządzania zużyciem i kosztami energii w jednostkach miejskich. Racjonalizacja gospodarki energią w jednostkach miejskich wymaga, z uwagi na specyfikę ich eksploatacji, ciągłych i wnikliwych obserwacji. Istotnym jest kontynuacja działań oraz propagowanie ich wyników;
- podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających – po stronie przedsiębiorstw energetycznych, z koordynacją ze strony służb miasta;
- stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji";
- 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 indywidualnych systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej.

Planując działania w myśl programu rządowego „Czyste Powietrze" oraz 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 na niskoemisyjne, 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 240 MW.

Istotnym zadaniem jest wdrożenie działań związanych z dofinansowywaniem odbiorców indywidualnych.

➔ Rozwój źródeł odnawialnych i lokalnych

Rozwijanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości oraz rozwój wykorzystania lokalnych zasobów energii ma wpływ na rozwój gospodarczy i podniesienie poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia. Najważniejsze zadania w tym zakresie to:

- planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich;

  Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) na terenie Poznania ukierunkowany powinien być na wykorzystanie ogniw i kolektorów słonecznych oraz pomp ciepła. Zakłada się, że Miasto powinno stymulować rozwój OZE wśród odbiorców indywidualnych i we własnych zasobach, szczególnie na obszarach nie objętych zasięgiem msc. 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 wysokosprawnej kogeneracji;
- współdziałanie Miasta wraz z przedsiębiorstwami energetycznymi (Veolia, SUEZ) i spółkami miejskimi w ramach planowanego do utworzenia Poznańskiego Klastra Energii w zakresie lokalnego wytwarzania i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i energetyki rozproszonej;
- tworzenie zachęt ekonomicznych i administracyjnych do budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach na terenie miasta;
- propagowanie i optymalizacja wykorzystania zasobów energii odpadowej .

➔ **Edukacja w celu wprowadzenie racjonalnych wzorców konsumpcji energii i jej nośników**

Edukacja i promocja w obszarze szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii ma wielkie znaczenie w aspekcie ograniczenia zużycia energii. Podstawowe zadania w tym zakresie to:
- dalsze rozwijanie form informowania społeczeństwa miasta o działaniach i ich efektach w obszarze odnawialnych źródeł energii oraz kreowanie postaw ograniczających konsumpcję energii (np. serwis „Energia w mieście");
- kontynuacja działań edukacyjnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii dla młodzieży.

8. W związku z systematycznym rozszerzaniem zakresu kompetencji, obowiązków i wymaganych kierunków działań samorządu gminnego, ściśle powiązanych z lokalną energetyką dalsza rozbudowa Zespołu Energetyka Miejskiego przyczyni się do rozszerzenia wdrażania i upowszechniania zasad racjonalizacji użytkowania energii.

9. Zaktualizowane Założenia, po ich uchwaleniu przez Radę Miasta Poznania, powinny stanowić podstawę do realizacji przez Miasto lokalnej polityki energetycznej, której wiodącym celem winien być zrównoważony rozwój gospodarki energetycznej Poznania, w oparciu o zasadę zapewnienia bieżącego i perspektywicznego bezpieczeństwa energetycznego i spełnieniu parametru niskoemisyjności.

10. Kolejną aktualizację dokumentu winno się przeprowadzać po upływie 3 lat od daty uchwalenia niniejszej wersji dokumentu (zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne).
Opracowywana systematycznie (zgodnie z zapisami ustawy) aktualizacja Założeń…, uwzględniająca między innymi ocenę zaistniałych zmian w zapotrzebowaniu na nośniki energii i sposobie pokrycia potrzeb energetycznych spełnia funkcję monitorowania realizacji zadań i postanowień zawartych we wcześniejszy edycjach projektów Założeń…