



**INFRASTRUKTURA
I ŚRODOWISKO**
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI



UNIA EUROPEJSKA
FUNDUSZ SPÓJNOŚCI



Projekt współfinansowany przez Unię Europejską ze środków Funduszu Spójności
w ramach Programu Infrastruktura i Środowisko
„Dla rozwoju infrastruktury i środowiska”



AKTUALIZACJA ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I PALIWA GAZOWE DLA GMINY MIASTO PŁOCK

Opracował:



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

Płock, 2015 r.



Zespół Energoekspert Sp. z o.o.

dr inż. Adam Jankowski – dyrektor do spraw produkcji

mgr Marcin Całka – kierownik projektu

mgr inż. Agata Lombarska-Blochel

mgr inż. Damian Gierad

mgr inż. Zbigniew Przedpełski

mgr inż. Marta Szawracka

inż. arch. Alicja Janik

Sprawdzający:

mgr inż. Józef Bogalecki

Koordinacja ze strony Urzędu Miasta Płocka

Michał Balski

Piotr Niesłuchowski

Izabela Kamińska

Katarzyna Kosowska

Jacek Koziński

Janusz Majchrzak

Aneta Pomianowska

Agata Rakowska

Cezary Supel

Joanna Tomaszewska-Bielkowska

Marek Walczak

Spis treści

I. WPROWADZENIE	6
1. Podstawa opracowania i zakres dokumentu	6
2. Polityka energetyczna, planowanie energetyczne	9
2.1 Polityka energetyczna UE	9
2.2 Polityka energetyczna kraju	11
2.2.1 Krajowe uwarunkowania formalno–prawne	11
2.2.2 Krajowe dokumenty strategiczne i planistyczne	15
2.3 Uwarunkowania środowiskowe	19
2.4 Planowanie energetyczne na szczeblu gminnym – rola założeń w systemie planowania energetycznego	21
3. Charakterystyka Gminy Miasto Płock	24
3.1 Położenie geograficzne miasta i struktura terenu	24
3.2 Ludność	25
3.3 Zasoby mieszkaniowe	26
3.4 Warunki klimatyczne	27
3.5 Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych	28
II. CHARAKTERYSTYKA STANU ISTNIEJĄCEGO ZAOPATRZENIA GMINY MIASTO PŁOCK W NOŚNIKI ENERGII	33
4. Bilans cieplny obszaru	33
4.1 Założenia	33
4.2 Bilans stanu istniejącego	34
5. Zaopatrzenie Płocka w ciepło	37
5.1 Wprowadzenie - charakterystyka przedsiębiorstw	38
5.2 Źródła ciepła na terenie Gminy Miasto Płock	39
5.2.1 Źródło systemowe	39
5.2.2 Lokalne źródła ciepła	47
5.2.3 Źródła indywidualne – niska emisja	49
5.3 Charakterystyka systemu ciepłowniczego	50
5.4 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	54
5.5 Ocena stanu istniejącego systemu zaopatrzenia w ciepło	57
6. System elektroenergetyczny	59
6.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw energetycznych	59
6.2 System zasilania miasta	62
6.2.1 Źródła wytwórcze na obszarze miasta	62
6.2.2 Elementy infrastruktury przesyłowej najwyższych napięć	63
6.2.3 Elektroenergetyczna sieć rozdzielcza WN i stacje WN/SN	64
6.2.4 Dostawcy energii elektrycznej do odbiorców końcowych	66
6.3 Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w energię elektryczną oraz charakterystyka jej odbiorców	71
6.4 Sieci oświetlenia drogowego	74
6.5 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	75
6.6 Ocena stanu zaopatrzenia w energię	81

7. System zaopatrzenia w gaz ziemny	85
7.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw	85
7.2 Charakterystyka systemu gazowniczego	87
7.3 Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu	89
7.4 Plany rozwoju przedsiębiorstw gazownicznych	91
7.5 Ocena stanu istniejącego systemu zaopatrzenia w gaz ziemny	92
8. Koncesje i taryfy na nośniki energii	93
8.1 Taryfy dla ciepła	93
8.2 Taryfa dla energii elektrycznej	97
8.3 Taryfa dla paliw gazowych	100
III. ANALIZY, PROGNOZY, PROPOZYCJE WARIANTOWE	104
9. Analiza kierunków rozwoju gminy - przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii	104
9.1 Wprowadzenie, metodyka prognozowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe	104
9.2 Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii	106
9.2.1 Prognoza demograficzna	106
9.2.2 Rozwój zabudowy mieszkaniowej	106
9.2.3 Rozwój zabudowy usługowej i aktywności gospodarczej	110
9.3 Potrzeby energetyczne dla nowych obszarów rozwoju	112
9.4 Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło	117
9.4.1 Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło	117
9.4.2 Sposób pokrycia potrzeb nowych odbiorców i zmiany w strukturze zapotrzebowania na ciepło	119
9.5 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną	120
9.6 Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny	122
10. Sformułowanie scenariuszy zaopatrzenia obszaru gminy w nośniki energii	123
10.1 Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło	125
10.2 Wariant rozwoju miejskiego systemu ciepłowniczego	127
11. Ocena bezpieczeństwa energetycznego zaopatrzenia gminy w nośniki energii	128
11.1 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców gminy w ciepło	130
11.2 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców gminy w energię elektryczną	131
11.3 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców gminy w gaz ziemny	132
12. Analiza przedsięwzięć racjonalizujących wytwarzanie, przesyłanie i użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych	134
12.1 Racjonalne zużycie energii w mieście – efektywność energetyczna	134
12.1.1 Uwarunkowania i narzędzia prawne racjonalizacji	134
12.1.2 Kierunki działań racjonalizacyjnych	142
12.1.3 Audyt energetyczny - charakterystyka energetyczna budynków, stymulowanie rozwoju budownictwa energooszczędnego	148
12.2 Racjonalizacja użytkowania energii w systemie ciepłowniczym	150
12.2.1 Systemowe źródła ciepła – działania wytwórcy	150
12.2.2 System dystrybucyjny - działania dystrybutora	151

12.3	Racjonalizacja użytkowania energii w pozasystemowych źródłach ciepła	152
12.4	Racjonalizacja użytkowania ciepła u odbiorców	154
12.4.1	Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna	154
12.4.2	Zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna	159
12.4.3	Budynki użyteczności publicznej	160
12.5	Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych	161
12.5.1	Zmniejszenie strat gazu w systemie dystrybucji	161
12.5.2	Racjonalizacja wykorzystania paliw gazowych	162
12.6	Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej	164
12.6.1	Ograniczenie strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym	164
12.6.2	Poprawienie efektywności wykorzystania energii elektrycznej	164
12.6.3	Analiza i ocena możliwości wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania	165
12.6.4	Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego	167
12.7	Propozycja działań organizacyjnych. Energetyk gminny	169
12.8	Założenia programu zmniejszenia kosztów energii w obiektach gminnych – zasady i metody budowy programu	174
13.	Ocena możliwości i planowane wykorzystanie lokalnych źródeł energii	176
13.1	Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych	176
13.2	Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej	177
13.3	Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii	179
13.4	Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gminie	180
14.	Zakres współpracy z gminami sąsiednimi	192
14.1	Metodyka działań związanych z określeniem zakresu współpracy	192
14.2	Zakres współpracy – stan istniejący	193
14.3	Możliwe przyszłe kierunki współpracy	194
15.	Wnioski i zalecenia	196

ZAŁĄCZNIKI

Załącznik nr 1 - Korespondencja dotycząca współpracy pomiędzy gminami

Załącznik nr 2 – Mapa systemu ciepłowniczego

Załącznik nr 3 - Mapa systemu elektroenergetycznego

Załącznik nr 4 – Mapa systemu gazowniczego

I. WPROWADZENIE

1. Podstawa opracowania i zakres dokumentu

Podstawę opracowania Planu Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Płocka stanowią ustalenia określone w umowie nr 52/WRM.I.RS/Z/2789/2014 zawartej w dniu 18.12.2014 r. pomiędzy:

➔ Gminą Miasto Płock
a firmą:

➔ Energoekspert Sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach.

Gmina Miasto Płock niniejszy dokument opracowała również w oparciu o realizację projektu partnerskiego pn. „Opracowanie planów gospodarki niskoemisyjnej dla gmin Związku Gmin Regionu Płockiego” w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Priorytetu IX Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna, Działanie 9.3. Termomodernizacja obiektów użyteczności publicznej – przygotowanie planów gospodarki niskoemisyjnej (KONKURS nr 2/POLIŚ/9.3/2013) współfinansowanego ze środków Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013. W dniu 30 września 2008 r.

Rada Miasta Płocka uchwałą nr 389/XXVII/08 przyjęła „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasto Płock”. Konieczność wykonania aktualizacji przedmiotowego dokumentu wynika ze znowelizowania ustawy Prawo energetyczne, która wprowadziła nowe brzmienie art. 19 ust. 2 - „Projekt założeń sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na trzy lata”.

Zakres rzeczowy niniejszego opracowania jest zgodny z polityką energetyczną państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego, zasadami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, zasadami współczesnej wiedzy technicznej, obowiązującymi przepisami prawa, normami przyjętymi dla tego typu dokumentów oraz zgodnie z opisem przedmiotu zamówienia.

Opracowanie zostało wykonane zgodnie z:

- ustawą z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (tekst jednolity Dz.U. 2013, poz. 594 z późn. zm.),
- ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz.U. 2012, poz. 1059 z późn. zm.),
- ustawą z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2011, Nr 94, poz. 551 z późn. zm.),
- ustawą z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity Dz.U. 2013, poz. 1232 z późn. zm.),

- ustawą z dnia 3 października 2008 r. o udostępnieniu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (tekst jednolity Dz.U. 2013, poz. 1235 z późn. zm.),
- ustawą z dnia 5 lutego 2015 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tekst jednolity Dz.U. 2015, poz. 199),
- ustawą z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tekst jednolity Dz.U. 2013, poz. 1409 z poen. zm.),
- ustawą z dnia 2 kwietnia 2014 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (tekst jednolity Dz.U. 2014, poz. 712),
- ustawą z dnia 26 stycznia 2015 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (tekst jednolity Dz.U. 2015, poz. 184),
- przepisami wykonawczymi do ww. ustaw,
- innymi obowiązującymi przepisami szczegółowymi

oraz z uwzględnieniem uwarunkowań wynikających z obecnego i planowanego zagospodarowania przestrzennego.

Celem niniejszego opracowania jest:

- ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Gminy Miasto Płock,
- identyfikacja przewidywanych możliwości rozwoju przestrzennego gminy,
- identyfikacja potrzeb energetycznych istniejącej i planowanej zabudowy,
- określenie niezbędnych działań dla zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na energię,
- wytyczenie przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych w gminie,
- 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 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej,
- określenie zakresu współpracy z innymi gminami,
- wytyczenie kierunków działań gminy dla osiągnięcia optymalnego wyniku przy realizacji założeń do planu zaopatrzenia dla gminy.

Dokumentami planistycznymi, których założenia i ustalenia uwzględniono w niniejszym opracowaniu, są:

- Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Płocka (załącznik do uchwały Nr 967/LXIII/98 Rady Miasta Płocka z dnia 21 kwietnia 1998 r. oraz przyjęta uchwałą Nr 565/XXXIII/2013 Rady Miasta Płocka z dnia 26 marca 2013 r. zmiana Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Płocka),
- obowiązujące miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego na terenie miasta Płocka.

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

- Strategia Zrównoważonego Rozwoju Miasta Płocka do 2022 r. (aktualizacja) przyjęta uchwałą Nr 411/XXIX/08 Rady Miasta Płocka z dnia 25 listopada 2008 r.,
- Program Ochrony Środowiska na lata 2004-2015 przyjęty uchwałą Nr 486/XXVI/04 Rady Miasta Płocka z dnia 25 maja 2004 r.,
- Lokalny Program Rewitalizacji Miasta Płocka – Aktualizacja na lata 2007-2013 i lata następne, przyjęty uchwałą Nr 729/XLIII/05 Rady Miasta Płocka z dnia 28 czerwca 2005 r., zmieniony uchwałą Nr 816/LVII/10 Rady Miasta Płocka z dnia 28 września 2010 r. oraz uchwałą Nr 678/XL/2013 Rady Miasta Płocka z dnia 26 listopada 2013 r.
- Studium transportowe i bezpieczeństwa transportu w mieście Płocku przyjęte uchwałą Nr 594/XLII/09 Rady Miasta Płocka z dnia 27 października 2009 r.,
- Program Ograniczenia Niskiej Emisji (PONE) przyjęty uchwałą Nr 675/XLVIII/10 Rady Miasta Płocka z dnia 30 marca 2010 r.

Dodatkowo uwzględniono zapisy ujęte w dokumentach planistycznych i strategicznych na poziomie krajowym i regionalnym, a mianowicie:

- Koncepcję Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030 (dokument przyjęty przez Radę Ministrów dnia 13 grudnia 2011 r.),
- Krajową Strategię Rozwoju Regionalnego 2010-2020: Regiony, Miasta, Obszary Wiejskie (dokument przyjęty przez Radę Ministrów dnia 13 lipca 2010 r.),
- Strategia Rozwoju Województwa Mazowieckiego do 2030 roku (przyjęta uchwałą Nr 158/13 Sejmiku Województwa Mazowieckiego z dnia 28 października 2013 r.)
- Regionalny Program Operacyjny Województwa Mazowieckiego 2014-2020 (przyjęty przez Komisję Europejską w dniu 12 lutego 2015 r.),
- Program ochrony środowiska województwa mazowieckiego na lata 2011-2014 z uwzględnieniem perspektywy do roku 2018 (dokument przyjęty przez Sejmik Województwa Mazowieckiego uchwałą z dnia 13 kwietnia 2012 r.),
- Plan gospodarki odpadami dla Mazowsza na lata 2012-2017 z uwzględnieniem lat 2018-2023 (dokument przyjęty przez Sejmik Województwa Mazowieckiego uchwałą nr 211/12 z dnia 22 października 2012 r.).

Przedmiotowy dokument wykonany został w oparciu o informacje i uzgodnienia uzyskane od przedsiębiorstw energetycznych i jednostek gminy, jak również na podstawie 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.

Dane i informacje zawarte w niniejszym opracowaniu, obrazują stan na 31 grudnia 2014 r., natomiast w przypadku braku dostępności danych za rok 2014 w opracowaniu przedstawiono dane z lat wcześniejszych.

2. Polityka energetyczna, planowanie energetyczne

2.1 Polityka energetyczna UE

Europejska Polityka Energetyczna, przyjęta przez Komisję WE w dniu 10 stycznia 2007 r., ma trzy założenia:

- przeciwdziałanie zmianom klimatycznym,
- ograniczanie podatności Unii na wpływ czynników zewnętrznych wynikającej z zależności od importu węglowodorów,
- wspieranie zatrudnienia i wzrostu gospodarczego,

co zapewni odbiorcom bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię po przystępnych cenach.

Europejska PE stanowi ramy dla budowy wspólnego rynku energii, w którym wytwarzanie energii oddzielone jest od jej dystrybucji, a szczególnie ważnym priorytetem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii (przez dywersyfikację źródeł i dróg dostaw) oraz ochrona środowiska.

Główne cele Unii Europejskiej w sektorze energetycznym do 2020 r. (zapisane w tzw. „pakiecie klimatyczno-energetycznym” przyjętym przez UE w 2009 r.), to:

- wzrost efektywności zużycia energii o 20%,
- zwiększenie udziału energii odnawialnej w zużyciu energii o 20%,
- redukcja emisji CO₂ o 20% w stosunku do poziomu z 1990 r.,
- udział biopaliw w ogólnym zużyciu paliw: 10% - w sektorze transportu.

Ponadto na funkcjonowanie sektora energetycznego mają również wpływ uregulowania prawne Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony środowiska, takie jak:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) - tzw. dyrektywa IED (Dz.U. L 334 z 17.12.2010, str.17-119 ze zm.),
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych - tzw. dyrektywa ETS (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, str.63-87 ze zm.),
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy - tzw. dyrektywa CAFE (Dz.U. L 152 z 11.6.2008, str.1-44).

Dyrektywa IED weszła w życie 6 stycznia 2011 r. Podstawowym jej 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 r. nowych, zaostrzonych standardów emisyjnych.

Dyrektywa ETS wprowadzając zasady handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych 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 europejskich systemu ETS na koniec okresu rozliczeniowego musi posiadać nie mniejszą liczbę uprawnień od ilości wyemitowanego CO₂. Przekroczenie emisji ponad liczbę uprawnień związane jest z opłatami karnymi.

Od 2013 r. liczba bezpłatnych uprawnień została ograniczona do 80% poziomu bazowego (z okresu 2005-2008) i w kolejnych latach będzie corocznie równomiernie zmniejszana, do 30% w 2020 r., aż do ich całkowitej likwidacji w 2027 r.

Znowelizowana dyrektywa ETS, zgodnie z art. 10 ust. 1, ustanawia aukcję jako podstawową metodę rozdziału uprawnień do emisji. W trzecim okresie rozliczeniowym wszystkie uprawnienia nie przydzielone bezpłatnie muszą być sprzedawane w drodze aukcji.

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 PM_{2,5}; o szczególnym znaczeniu dla ochrony zdrowia ludzkiego.

2.2 Polityka energetyczna kraju

2.2.1 Krajowe uwarunkowania formalno–prawne

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. 2012, poz.1059 z późn.zm.) oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia), głównie 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 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 monopolu, 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 z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz.U. 2007, 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;
- ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U. 2011, Nr 21, poz. 104) dokonała, m.in., 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.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w nośniki energii, 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 te powinny także określać wielkość zdolności wytwórczych i ich rezerw, preferowane lokalizacje i strukturę nowych źródeł, zdolności przesyłowych lub dystrybucyjnych w systemie elektroenergetycznym i stopnia ich wykorzystania, a także działania i przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Plany winny być aktualizowane na podstawie dokonywanej co 3 lata oceny ich realizacji. Sporządzane przez ww. przedsiębiorstwa aktualizacje (co 3 lata) winny uwzględniać wymagania dotyczące zakresu zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, wynikające ze zmian w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku ich braku, ustalenia zawarte w aktualnych zapisach Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

Dla potrzeb opracowania ww. planów przedsiębiorstw i/lub ich aktualizacji ustawa zobowiązuje gminy, przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorców końcowych paliw gazowych lub energii elektrycznej do udostępniania nieodpłatnie informacji o przewidywanym zakresie dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, przedsięwzięciach w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym źródeł odnawialnych, przedsięwzięciach w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi albo z systemami elektroenergetycznymi innych państw i przedsięwzięciach racjonalizujących zużycie paliw i energii u odbiorców, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

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 przyjętym na podstawie art. 91 ustawy Prawo ochrony środowiska. 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.

Znaczenie planowania energetycznego na szczeblu gminnym zostało podkreślone przez wprowadzenie obowiązku sporządzenia i uchwalenia przez gminy „Założeń do planu zaopatrzenia...” dla obszaru całej gminy w okresie 2 lat od dnia wejścia w życie ww.

zmiany do ustawy. Dotyczy to zarówno opracowania pierwszych „Założeń...”, jak i przeprowadzenia ich aktualizacji.

Wprowadzone od 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.

Prezydent RP 16 sierpnia 2013 r. podpisał tzw. „mały trójpak”, nowelizujący ustawę Prawo energetyczne.

Najważniejszymi założeniami nowelizacji jest rozdział właścicieli przesyłu i obrotu gazem, obowiązek sprzedaży gazu przez giełdę czy ulgi dla przemysłu energochłonnego.

Wprowadzono tzw. obliga gazowe, powodujące obowiązek sprzedaży, przez firmy obracające gazem, określonej części surowca za pośrednictwem giełdy. Do końca 2013 r. obliga wynosić będzie 30%, przez cały 2014 r. 40%, natomiast od 1 stycznia 2015 r. 55%.

Ponadto ustawa pozwoli na sprzedaż energii z mikroinstalacji OZE po cenie wynoszącej 80% ceny gwarantowanej dla dużych odnawialnych źródeł energii, bez konieczności zakładania działalności gospodarczej i uzyskiwania koncesji.

Nowelizacja wprowadza również definicję "odbiorcy wrażliwego", który może liczyć na dofinansowanie kosztów zakupu energii, a mianowicie:

- odbiorca wrażliwy energii elektrycznej definiowany jako osoba, której przyznano dodatek mieszkaniowy,
- odbiorca wrażliwy gazu definiowany jako osoba, której przyznano ryczałt na zakup opału.

Status odbiorcy wrażliwego uprawnia do otrzymania (na jego wniosek) od gminy dodatku energetycznego, jednak nie więcej niż 30% pewnego limitu, wyliczanego na podstawie średniego zużycia energii elektrycznej, średniej jej ceny i liczby osób w gospodarstwie domowym. Limit wysokości dodatku ogłasza co roku Minister Gospodarki.

Wprowadzono także pewne ulgi dla odbiorców przemysłowych zużywających do produkcji ponad 100 GWh rocznie energii elektrycznej. W zależności od udziału kosztów energii w kosztach produkcji, nie będą oni musieli legitymować się potwierdzeniem zakupu energii ze źródeł odnawialnych, co obniża ogólne koszty działania. Objęci tym systemem są odbiorcy wydobywający węgiel kamienny lub rudy metali nieżelaznych, prowadzący produkcję wyrobów z drewna (z wyłączeniem mebli, papieru, chemikaliów, wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych, szkła, ceramicznych materiałów budowlanych, metali, żywności).

Nowelizacja nakłada na Ministra Gospodarki obowiązek opracowania projektu krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 roku. Nowelizacja określa też zasady monitorowania rynku energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego, a także rynku biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie.

Ustawa o efektywności energetycznej

11 sierpnia 2011 r. weszła w życie ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2011, Nr 94, poz. 551) stanowiąca wdrożenie Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych. Ustawa ta stwarza ramy prawne systemu działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki, prowadzących do uzyskania wymiernych oszczędności energii. Działania te koncentrują się głównie w 3 obszarach (kategoriach przedsięwzięć):

- zwiększenie oszczędności energii przez odbiorcę końcowego,
- zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłach lub dystrybucji.

Określa ona:

- krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią wyznaczający uzyskanie do 2016 r. oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku (przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001÷2005),
- zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej (zagadnienie opisane zostało w rozdziale 12 niniejszego opracowania);

jak również wprowadza:

- system świadectw efektywności energetycznej, tzw. „białych certyfikatów” z określeniem zasad ich uzyskania i umorzenia.

Podstawowe rodzaje przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej zostały określone w art. 17 omawianej ustawy, natomiast szczegółowy wykaz tych przedsięwzięć ogłaszany jest w drodze obwieszczenia przez Ministra Gospodarki i publikowany w Monitorze Polskim.

Potwierdzeniem uzyskania wymaganych oszczędności energii, w wyniku realizacji przedsięwzięcia, będzie wykonanie audytu efektywności energetycznej, którego zasady sporządzania również są określone w prezentowanej ustawie.

Rozporządzeniami wykonawczymi dla ww. ustawy są:

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (Dz.U. 2012, poz. 1227);
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 września 2012 r. w sprawie sposobu obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej oraz wysokości jednostkowej opłaty zastępczej (Dz.U. 2012, poz. 1039);
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii (Dz.U. 2012, poz. 962).

2.2.2 Krajowe dokumenty strategiczne i planistyczne

Na krajową politykę energetyczną składają się dokumenty przyjęte do realizacji przez Polskę, a mianowicie:

- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku,
- Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej,
- Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych,
- Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko”

oraz ustalenia formalno-prawne ujęte w ustawie Prawo energetyczne oraz w ustawie o efektywności energetycznej - wraz z rozporządzeniami wykonawczymi do tych ustaw.

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 polityka ekologiczna, związana z redukcją emisji CO₂. 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 CO₂,

możliwość uniezależnienia się od typowych kierunków dostaw surowców energetycznych, a to z kolei wpływa na poprawę poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Polityka energetyczna do 2030 r. zakłada, że udział odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu w Polsce ma wzrosnąć do 15% w 2020 r. i 20% w 2030 r. Planowane jest także osiągnięcie w 2020 r. 10% udziału biopaliw w rynku paliw.

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, chłodnictwie, elektroenergetyce i transporcie na okres 2010÷2020 ze wskazaniem:

- scenariusza referencyjnego - uwzględniającego środki służące efektywności energetycznej i oszczędności energii przyjęte przed 2009 r.,
- scenariusza dodatkowej efektywności energetycznej - uwzględniającego wszystkie środki przyjmowane od 2009 r.

Ogólny cel krajowy w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ostatecznym zużyciu energii brutto w 2020 r. wyniesie 15%, natomiast przewidywany rozkład wykorzystania OZE w układzie sektorowym przedstawia się 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 chłodnictwa 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

Dokument pt. „Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski” (w skrócie KPD EE) został przyjęty po raz pierwszy w 2007 r. i stanowił realizację zapisu art. 14 ust. 2 Dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

W dokumencie tym przedstawiono:

- cel indykatywny w zakresie oszczędności energii na 2016 r., który ma zostać osiągnięty w ciągu 9 lat począwszy od 2008 r. – określony na poziomie 9%,
- pośredni krajowy cel w zakresie oszczędności energii przewidziany do osiągnięcia w 2010 r., który miał charakter orientacyjny i stanowił ścieżkę dochodzenia do osiągnięcia celu przewidzianego na 2016 r. - 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.

Zgodnie z zapisami ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2011, Nr 94, poz.551) KPD EE winien być sporządzany co 3 lata i zawierać opis planowanych działań i przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki oraz analizę i ocenę wykonania KPD EE za poprzedni okres.

Drugi KPD EE został przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 17 kwietnia 2012 r. Podtrzymuje on krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, określony w KPD EE z 2007 r. na poziomie 9% oraz zawiera obliczenia dotyczące oszczędności energii uzyskanych w okresie 2008-2009 i oczekiwanych w 2016 r., zgodnie z wymaganiami dyrektyw: 2006/32/WE oraz 2010/31/WE. Z zapisów Drugiego KPD EE wynika, że zarówno wielkość zrealizowanych, jak i planowanych oszczędności energii finalnej przekroczy wyznaczony cel. Dla roku 2010 r. efektywność energetyczną wyznaczono na poziomie 6%, a dla 2016 r. - 11%.

Trzeci KPD EE dla Polski 2014 został przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 20 października 2014 r. Sporządzono go w związku z obowiązkiem przekazywania Komisji Europejskiej sprawozdań z wdrażania dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej oraz na podstawie obowiązku nałożonego na Ministra Gospodarki zgodnie z art. 6 ust. 1 ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej.

Dokument ten zawiera opis planowanych środków poprawy efektywności energetycznej określających działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki, niezbędnych dla realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią na 2016 r., a także środków służących osiągnięciu ogólnego celu w zakresie efektywności energetycznej rozumianego jako uzyskanie 20% oszczędności w zużyciu energii pierwotnej w Unii Europejskiej do 2020 r.

Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko”

4 lipca 2012 r. kierownictwo Ministerstwa Gospodarki przyjęło projekt Strategii „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko” i zarekomendowało skierowanie dokumentu pod obrady komitetu stałego Rady Ministrów.

Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko” (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 zarówno zintegrowanie polityki środowiskowej z polityką energetyczną tam, gdzie aspekty te przenikają się w dostrzegalny sposób, jak i 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, w tym głównie energetyki wiatrowej, biogazowi i instalacji na biomasę.

2.3 Uwarunkowania środowiskowe

Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity Dz.U. 2013, poz. 1232 z późn. zm.) stanowi podstawowy dokument prawny określający zasady ochrony środowiska oraz warunki korzystania z jego zasobów. Szczegółowe zasady określone są w rozporządzeniach jako aktach wykonawczych.

Źródła energii są głównymi emitorami zanieczyszczeń powietrza. W związku z czym, poniżej przedstawiono obowiązujące akty prawne, według których realizowana powinna być ochrona powietrza w zakresie wynikającym z działania źródeł energetycznych:

- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 2011, Nr 95, poz. 558),
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz.U. 2012, poz. 1031),
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 13 września 2012 r. w sprawie dokonywania oceny poziomów substancji w powietrzu (Dz.U. 2012, poz. 1032),
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 10 września 2012 r. w sprawie zakresu i sposobu przekazywania informacji dotyczących zanieczyszczenia powietrza (Dz.U. 2012, poz. 1034),
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 sierpnia 2010 roku w sprawie stref, w których dokonuje się oceny jakości powietrza (Dz.U. 2012, poz. 914),
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 lipca 2010 roku w sprawie przypadków, w których wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza z instalacji nie wymaga pozwolenia (Dz.U. 2010, Nr 130, poz. 881).

Ww. akty prawne zawierają przepisy określające zobowiązania użytkowników środowiska oraz administracji na rzecz ochrony środowiska w zakresie ochrony powietrza.

Wszystkie nowo wprowadzane rozporządzenia mają na celu dostosowanie norm krajowych do zasad prawa unijnego.

Podstawowym polskim przepisem odnoszącym się do wielkości dopuszczalnej emisji zanieczyszczeń powietrza, w tym emisji ze źródeł energetycznych jest Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 2011, Nr 95, poz. 558). W szczególności rozporządzenie to określa „(...) standardy emisyjne z instalacji w zakresie wprowadzania gazów lub pyłów do powietrza, zróżnicowane w zależności od rodzaju działalności, procesu technologicznego lub operacji technicznej oraz terminu oddania instalacji do eksploatacji, terminu zakończenia jej eksploatacji lub dalszego łącznego czasu jej eksploatacji (...)”.

Z punktu widzenia zagadnień energetyki istotny jest rozdział 2 dotyczący instalacji spalania paliw oraz rozdział 3 dotyczący instalacji spalania i współspalania odpadów.

Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. 2013, poz. 1235 z późn. zm.), porządkuje regulacje m.in. w zakresie zasad udziału społeczeństwa w ochronie środowiska i przeprowadzenia ocen



oddziaływania na środowisko. Ustawa przejęła ww. zagadnienia z ustawy POŚ. Według ww. ustawy opracowania takie jak strategie, plany, programy w dziedzinie przemysłu, energetyki, transportu itd. wymagają przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. Zgodnie z tym, niniejszy dokument podlega również tej procedurze, w ramach której sporządzana jest Prognoza oddziaływania na środowisko. Główne cele i kierunki działań, przedstawione w Projekcie, zmierzają generalnie do ograniczenia wpływu systemów energetycznych działających w obrębie gminy na środowisko.

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

Szczególną rolę w planowaniu energetycznym prawo przypisuje samorządom gminnym poprzez zobowiązanie ich do planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na swoim terenie. Zgodnie z art. 7 Ustawy o samorządzie gminnym (tekst jednolity Dz.U. 2013, poz. 594 z późn. zm.), obowiązkiem gminy jest zapewnienie zaspokojenia zbiorowych potrzeb jej mieszkańców. Wśród zadań własnych gminy wymienia się w szczególności sprawy: wodociągów i zaopatrzenia w wodę, kanalizacji, usuwania i oczyszczania ścieków komunalnych, utrzymania czystości i porządku oraz urządzeń sanitarnych, wysypisk i unieszkodliwiania odpadów komunalnych, zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz.U. 2012, poz. 1059 ze zm.) 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 oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy,
- finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg, znajdujących się na terenie gminy,
- planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze 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 ustawy Prawo energetyczne projekt założeń do planu zaopatrzenia jest opracowywany przez wójta (burmistrza, prezydenta 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 Gminy winien podlegać wyłożeniu do publicznego wglądu. Projekt założeń jest opracowywany we współpracy z lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, które są zobowiązane (zgodnie z art. 16 i 19 Prawa energetycznego) do bezpłatnego udostępnienia swoich planów rozwoju. Dokumenty te obejmują zgodnie z prawem plan działań w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło. Plany, o których mowa w ust. 1, art. 16, obejmują w szczególności: przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej

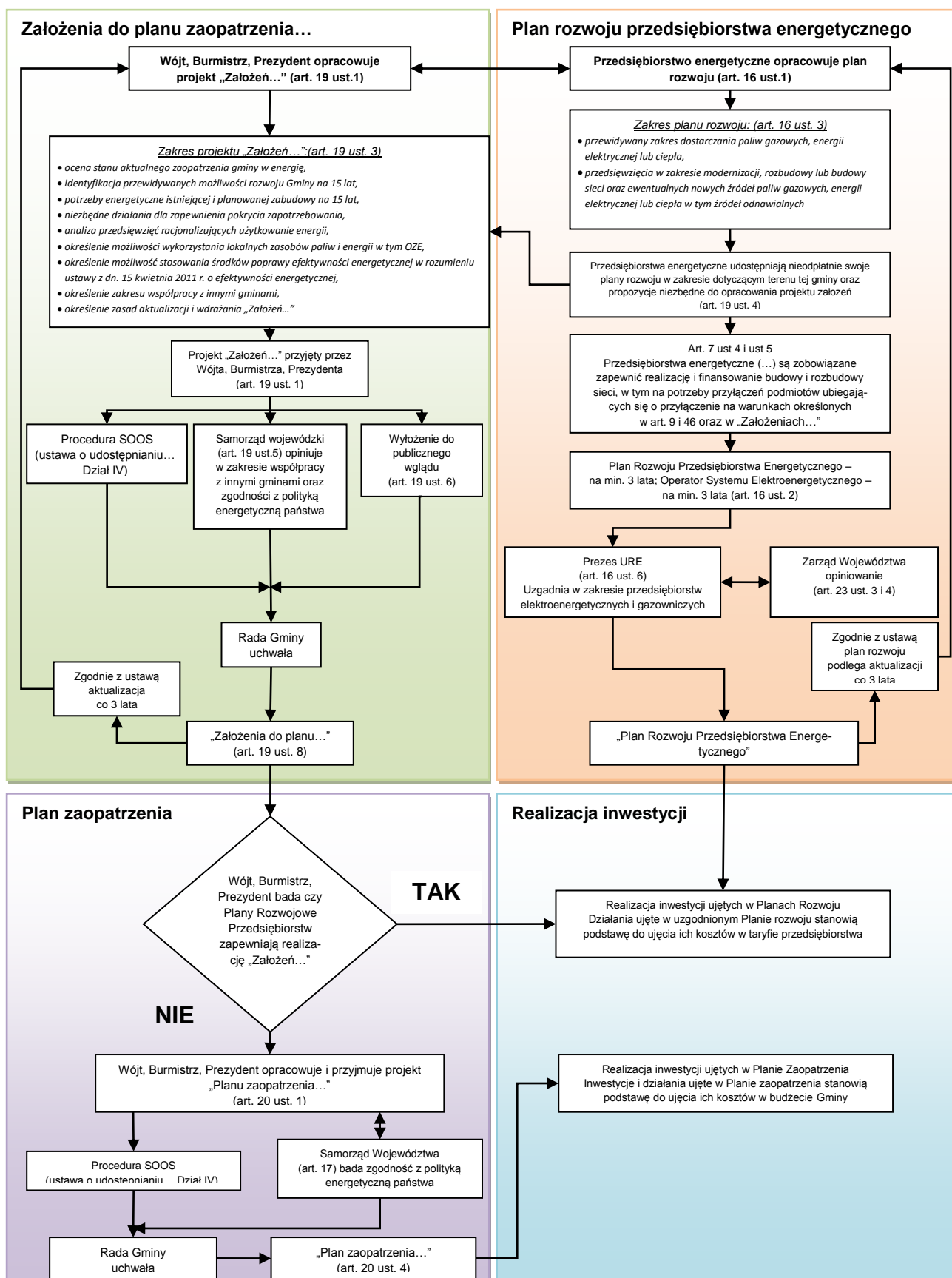


lub ciepła, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym OZE.

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

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

Rysunek 2-1. Proces planowania energetycznego na szczeblu lokalnym



Źródło: Opracowanie własne

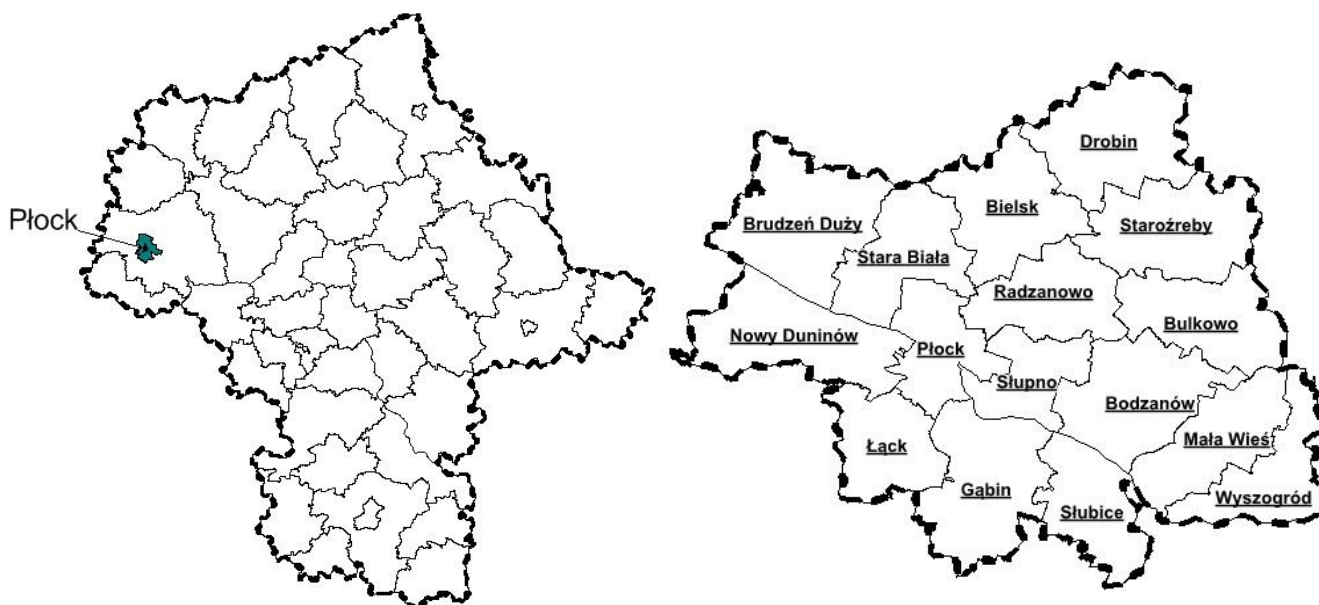
3. Charakterystyka Gminy Miasto Płock

3.1 Położenie geograficzne miasta i struktura terenu

Miasto Płock położone jest w północno-zachodniej części województwa mazowieckiego, w odległości około 120 km od Warszawy oraz około 110 km od Łodzi. Z Płockiem bezpośrednio graniczą gminy: Stara Biała i Radzanowo od północy, Łąck i Gąbin od południa, od zachodu Nowy Duninów oraz Gąbin i Słupno od wschodu.

Rysunek 3-1 Położenie Płocka w woj. mazowieckim

Rysunek 3-2 Powiat płocki



źródło: Opracowanie własne

Powierzchnia miasta wg stanu na rok 2014 wynosi w przybliżeniu 88 km² (8 804 ha).

Tabela 3-1 Struktura gruntów na terenie miasta Płocka

Rodzaj	Powierzchnia [ha]	Udział [%]
Powierzchnia całkowita	8 804	100
Użytki rolne	3 886	44,1
Grunty leśne	537	6,1
Pozostałe grunty i nieużytki	4 381	49,8

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji Banku Danych Lokalnych GUS (www.stat.gov.pl)

3.2 Ludność

Liczba mieszkańców miasta Płocka wg stanu na dzień 30.06.2014 wynosiła 122 572 osób.

Tabela 3-2 Liczba mieszkańców miasta Płocka

Wyszczególnienie	Jednostka	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ludność w mieście	Ogółem	126 709	126 542	124 691	124 318	123 627	122 815	122 572
	Mężczyźni	60 292	60 120	59 186	58 889	58 530	58 098	57 962
	Kobiety	66 417	66 422	65 505	65 429	65 097	64 717	64 610

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji Banku Danych Lokalnych GUS (www.stat.gov.pl)

Średnia gęstość zaludnienia w mieście w roku 2014 wynosiła 1 392 osób/km² – ponad 10 krotnie więcej niż wynosi średnia krajowa (123 osoby/km²). Na 100 mężczyzn w Płocku przypada 111 kobiet.

Tabela 3-3 Struktura wiekowa mieszkańców

Grupa wieku	Stan ludności	
	miasto	
	osób	%
przedprodukcyjny	21 001	17,1
produkcyjny	77 496	63,1
poprodukcyjny	24 195	19,7

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji Banku Danych Lokalnych GUS (www.stat.gov.pl)

Z powyższych danych wynika, że najliczniejszą grupę (ponad 63%) stanowi ludność w wieku produkcyjnym, następnie poprodukcyjnym i przedprodukcyjnym.

3.3 Zasoby mieszkaniowe

Według Banku Danych Lokalnych GUS na koniec 2013 r. ogółem na terenie miasta Płocka znajdowało się 9 425 budynków mieszkalnych. W mieście znajduje się 49 556 mieszkań. Przeciętna powierzchnia użytkowa przypadająca na mieszkanie to 59,0 m² i 23,8 m² na osobę. Średnio na mieszkanie przypada 2,5 osoby.

Spośród ogółu mieszkań zlokalizowanych na terenie gminy:

- około 99,3% posiada dostęp do wodociągów,
- około 92,8% posiada centralne ogrzewanie (ciepło systemowe, kotłownie indywidualne),
- około 63,7% posiada sieć gazową,
- około 90,0% posiada dostęp do kanalizacji.

Tabela 3-4 Zasoby mieszkaniowe miasta Płocka

Wyszczególnienie	Jednostka	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Mieszkania	miasto	47 049	47 521	48 490	48 789	49 239	49 556
Izby	miasto	164 852	166 495	170 915	172 037	173 538	174 784
Powierzchnia użytkowa mieszkań	miasto	2 735 815	2 772 031	2 835 445	2 860 668	2 893 855	2 924 465
Średnia powierzchnia na mieszkanie	[m ²]	58,1	58,3	58,5	58,6	58,8	59,0
Średnia powierzchnia na osobę	[m ²]	21,6	21,9	22,7	23,0	23,4	23,8
Liczba osób na mieszkanie	[os]	2,69	2,66	2,57	2,55	2,51	2,47

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji Banku Danych Lokalnych GUS (www.stat.gov.pl)

Tabela 3-5 Zasoby mieszkaniowe oddane do użytkowania

Wyszczególnienie	Jednostka	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Mieszkania oddane do użytkowania	Miasto	452	490	248	308	507	351
Powierzchnia użytkowa mieszkań oddanych do użytkowania	[m ²]	32 961	37 382	23 316	26 636	38 411	33 016

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji Banku Danych Lokalnych GUS (www.stat.gov.pl)

Średnio rocznie w mieście (analizując ostatnie 6 lat) oddaje się do użytkowania 393 nowe mieszkania o średniej powierzchni użytkowej wynoszącej około 83,25 m² na mieszkanie.

3.4 Warunki klimatyczne

Klimat okolic miasta Płocka przynależy do strefy przejściowej pomiędzy klimatem suchym, kontynentalnym a wilgotnym, oceanicznym. Do charakterystycznych cech klimatu należy zmienność oraz różnorodność typów pogody. Średnia roczna temperatura powietrza w mieście wynosi $8,0^{\circ}\text{C}$, jest to wartość umiarkowana w stosunku do średniej temperatury w kraju. Rozpiętość średniej temperatury oscyluje od $17,4^{\circ}\text{C}$ w okresie lipiec-wrzesień do $-3,4^{\circ}\text{C}$ w lutym. Amplituda roczna temperatur powietrza stanowi w mieście $20,8^{\circ}\text{C}$. Średnioroczna wilgotność względna na omawianym terenie stanowi wartość umiarkowaną w skali kraju, 77,1%. Największa zawartość pary wodnej notowana jest w okresie zimowym – 94,5% w grudniu, sezon letni natomiast odznacza się stosunkowo niewielką wartością wilgotności względnej.

Miesięczne opady wykazują zróżnicowany przebieg w ciągu roku. Roczna suma opadów w Płocku wynosząca 510 mm, jest niższa niż średnia krajowa, którą szacuje się na 623 mm. Najniższe opady atmosferyczne notowane są w marcu i październiku (ok. 20 mm), najwyższe natomiast w lipcu (ok. 90 mm).

Na omawianym terenie przeważają wiatry zachodnie oraz z kierunku południowego zachodu. Najrzadziej obserwowane są wiatry z kierunku południowego i północnego. Równocześnie wiatry te osiągają największe średnie prędkości wahające się w przedziale od 3,1 do 5,1 m/s (38,2%) oraz 1,5 do 3,1 (37%).

Miasto Płock zgodnie z normą PN-EN 12831 znajduje się w III strefie klimatycznej.

Do dalszych analiz, zgodnie z bazą danych klimatycznych dla Polski na potrzeby obliczania sezonowego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynków mieszkalnych i zamieszkania zbiorowego, przyjęto liczbę stopniodni z wielolecia równą 3297. Natomiast liczba stopniodni dla roku bazowego 2014 r. wynosi 2980 (www.degreedays.net).

3.5 Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych

Utrudnienia w rozwoju systemów sieciowych można podzielić na dwie grupy:

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

Przy obecnym stanie techniki niemal wszystkie utrudnienia związane z czynnikami geograficznymi mogą być pokonane, ale wiąże się to z dodatkowymi kosztami, mogącymi niejednokrotnie nie mieć uzasadnienia.

Czynniki geograficzne dotyczą zarówno elementów pochodzenia naturalnego, jak i powstałego z ręki człowieka. Mają przy tym charakter obszarowy lub liniowy. Do najważniejszych należą:

- akweny i ciekі wodne,
- obszary zagrożone zniszczeniami powodziowymi,
- tereny bagienne,
- obszary nie ustabilizowane geologicznie (np. tereny zagrożone działalnością górnictwą, uskokami lub lawinami, składowiska odpadów organicznych itp.),
- trasy komunikacyjne (linie kolejowe, zwłaszcza wielotorowe i zelektryfikowane, główne trasy drogowe),
- tereny o specyficznej rzeźbie terenu (głębokie wąwozy i jary lub odwrotnie: wały ziemne lub pasy wzniesień).

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

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

- obszary przyrody chronionej: parki narodowe, 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 (kolejowe lub wojskowe).

Przez tereny leśne nie powinny przebiegać linie napowietrzne oraz podziemne. Szczególnie przez drzewostany o składzie gatunkowym zgodnym z siedliskiem, a także przez rezerwy przyrody istniejące, projektowane i proponowane oraz ich otoczenie, jak również w rejonie istniejących pomników przyrody żywej i nieożywionej, obiektów proponowanych do uznania za pomniki oraz w rejonach obiektów i zespołów kulturowych.

W każdym przypadku prowadzenia linii napowietrznych, poza terenami zabudowanymi, powinno być opracowane studium krajobrazowo-widokowe możliwości przebiegu tych linii i wybranie wariantu najmniej uciążliwego.

Jak widać, w niektórych przypadkach prowadzenie elementów systemów zaopatrzenia w energię 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.

Utrudnienia występujące w mieście Płock związane z elementami geograficznymi

Akweny i ciek wodne

Miasto Płock położone jest w dorzeczu dolnej Wisły, będącej główną magistralą wodną przecinającą teren miasta na część północną i południową. Przeciętne przepływy jednostkowe w przekroju Płocka wynoszą 856 m³/s. Rzeki dopływające do Wisły w granicach omawianego terenu charakteryzują się niskimi przepływami wód o wysokiej zmienności sezonowej, przez co nie mają one większego znaczenia gospodarczego.

Na terenie miasta Płock wyszczególnione są dwa obszary Głównych Zbiorników Wód Podziemnych (GZWP), tj. w utworach trzeciorzędowych nr 215 Subniecka Warszawska i utworach czwartorzędowych nr 220 Pradolina Środkowej Wisły.

Łączny potencjał wód podziemnych oszacowany został na 80-150 tys. m³/dobę.

Obszary zagrożone zniszczeniami powodziowymi

W mieście zagrożenie powodzią występuje na wysokim poziomie. W ciągu ostatnich lat, tj. 2010-2013, Płock dziesięciokrotnie był w stanie zagrożenia powodziowego, z czego sześć razy (styczeń, marzec 2010, styczeń, luty 2011, marzec 2012 oraz luty 2013) wskutek powstałych zatorów na Zbiorniku Włocławskim, a cztery razy (maj, czerwiec 2010, kwiecień, czerwiec 2013) z powodu długotrwałych opadów deszczu.

Terenami zagrożonymi katastrofą powodziową na obszarze miasta są:

- na lewym brzegu Wisły, osiedle Radziwie i Pradolina Wisły,
- na prawym brzegu Wisły, osiedle Borowiczki i tereny przyległe do gminy Słupno.

Uwarunkowania hydrograficzne gminy mogą stanowić utrudnienia dla rozwoju systemów ciepłowniczego i gazowniczego.

W miarę możliwości nie należy lokować zabudowy oraz elementów infrastruktury technicznej w bezpośrednim sąsiedztwie cieków oraz ograniczać przejścia infrastrukturalne przez ciek wodny do niezbędnego minimum, stosując odpowiednie zabezpieczenia.

Obszary nie ustabilizowane geologicznie

Na terenie miasta nie występują udokumentowane złoża kopalin, ani nie występują tereny górnicze. Wg danych zasobów złóż surowców mineralnych, na obszarze miasta złoża są nieznaczne i w znacznym stopniu wyeksploatowane. Obecnie nie jest prowadzona działalność wydobywcza kopalin pospolitych, wyjątkiem jest piasek z Wisły. Dawniej eksploatowane były złoża surowców ilastych i kruszyw naturalnych. Obszary które można zaliczyć do niestabilnych geologicznie to teren skarpy wiślanej i samej Wisły.

Trasy komunikacyjne

Przez miasto Płock biegną dwie drogi krajowe, Nr 60 i Nr 62, łączna długość dróg krajowych w granicach miasta wynosi 32 km. Drogi ekspresowe oraz autostrady nie występują na omawianym terenie. W Płocku zlokalizowane są cztery drogi wojewódzkie – Nr 559, Nr 562, Nr 567 oraz Nr 575, przy czym całkowita długość ww. dróg w granicach miasta wynosi 16 km

Duże znaczenie dla Płocka ma międzynarodowy węzeł kolejowy w Kutnie oraz port lotniczy w Modlinie oddalony o ok. 70 km. Ponadto na terenie Płocka znajduje się lotnisko sportowe.

Dzięki położeniu miasta nad Wisłą możliwy jest także transport rzeczny, odbywa się on do portów w Gdańsku i Gdyni.

Rozwinięta sieć dróg samochodowych może stanowić utrudnienie w rozwoju systemów energetycznych.

Obszary o specyficznej rzeźbie terenu

Płock leży w obrębie jednostek geomorfologicznych charakteryzujących się różnymi wysokościami bezwzględными, jak i odmienną rzeźbą terenu, na ogół korzystną dla lokalizacji zabudowy. Do niekorzystnych obszarów zaliczyć można krawędzie erozyjno-denudacyjne z czynnymi procesami geodynamicznymi, zbocza o nachyleniu 10-15% ze spadkami 5-10%. Inne niekorzystne tereny to ozy, wydmy, kemy, terasy zalewowe i dolinki erozyjno-denudacyjne.

Utrudnienia występujące w mieście Płock związane z istnieniem obszarów podlegających ochronie

Obszary przyrody chronionej

Wg Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Płocka - uchwała Nr 565/XXXIII/2013 Rady Miasta Płocka z dnia 26 marca 2013 roku, na terenie miasta zlokalizowane są m.in.:

Parki nieurzeczone, ale ujęte w spisie zabytków:

- park dworski - park o powierzchni 3,4 ha, obejmuje Zespół Cukrowni Borowiczki, utworzony w latach 1908-1913, położony w Płocku-Borowiczkach, przy pl. Witosa 1,
- zespół dworsko-parkowy w Płocku-Ciechomicach wpisany do rejestru zabytków nieruchomych województwa mazowieckiego,
- park miejski – park poddominikański, o powierzchni 0,6 ha ze szczątkowym drzewostanem, utworzony w 1820 roku, położony w Płocku przy ul. Kościuszki,

Zespoły przyrodniczo – krajobrazowe:

- Zespół przyrodniczo-krajobrazowy jaru rzeki Brzeźnicy: zadrzewiony i zakrzewiony „dziki” jar dobrze funkcjonuje jako korytarz ekologiczny,
- Zespół przyrodniczo-krajobrazowy jaru rzeki Rosicy: duży udział drzewiastych gatunków wierzb i topól, charakterystycznych dla tego zespołu, można wyjaśnić wpływem bliskości powiązań ekologicznych doliny Wisły i Rosicy.

Pomniki przyrody:

- Dąb szypułkowy Broniewskiego, drzewo przy ul. Kościuszki 24, pomnik przyrody od 1962 r.,
- Dąb szypułkowy „Wojciech”, drzewo przy ul. Zarzecznej 6, wysokość ok. 22 m, szerokość 500 cm, na liście pomników przyrody od 1973 r.,
- Platan klonolistny, rosnący na Wzgórzu Tumskim, wysokość 20 m, pomnik przyrody od 1992 r.,
- Kasztanowiec biały, wysokość 22 m, wpisany na listę pomników przyrody w 1992 r.,
- Miłorząb chiński, rosnący przy ul. Jesiennej, wysokość 10 m, wpisany na listę pomników przyrody w roku 1987,
- Magnolia, zlokalizowana przy ul. Gwardii Ludowej, wysokość 4 m, ustanowiona pomnikiem przyrody w roku 1992,
- Robinia akacjowa i katalpa żółtokwiatowa, rosnąca przy ul. Sienkiewicza 26, wysokość 17 m, pomnik przyrody od 1992 r.

Kompleksy leśne

Zgodnie z decyzją Wojewody Mazowieckiego z dn. 18 kwietnia 2003 roku wszystkie lasy znajdujące się na terenie miasta są lasami ochronnymi.

Wyżej opisane tereny nie powinny stanowić bariery w rozwoju systemów energetycznych. Możliwe jest ich ominięcie przy planowaniu infrastruktury technicznej miasta.

Obszary urbanistyczne objęte ochroną konserwatorską oraz zabytki architektury

Na omawianym obszarze zlokalizowanych jest 380 zabytków nieruchomych, przy czym 162 posiada indywidualne wpisy do rejestru zabytków. Najstarsze części Śródmieścia, czyli Stare Miasto, Przedmieście Bielskie i Miasto Klasycystyczne wpisane zostały do rejestru zabytków jako zespół urbanistyczno-architektoniczny i warstwy kulturowe Miasta Płocka.

Wśród zabytków wymienić można:

- Bazylikę Katedralną,
- Muzeum Diecezjalne,
- Dawną kolegiatę św. Michała (obecnie Liceum im. S. Małachowskiego),
- Kościół Farny,
- Kościół św. Jana Chrzciciela i Seminarium Duchowne,
- Kościół i Klasztor Podominikański,
- Wieżę Ciśnień.

Obszary i obiekty objęte ścisłą ochroną konserwatorską stanowić mogą ograniczenie w rozwoju systemów energetycznych, jak również ograniczenie działań termomodernizacyjnych związanych z poprawą termoizolacji ścian.

Obszary objęte ochroną archeologiczną

Na obszarze miasta Płocka zlokalizowane są 183 stanowiska archeologiczne. Podstawowym zagrożeniem dla zasobów archeologicznych znajdujących się na terenie miasta jest niekontrolowany ruch inwestycyjny. Prace ziemne na ww. terenach należy poprzedzić sondażowymi badaniami archeologicznymi. Jednocześnie tak duże nasycenie terenu miasta przez obszary archeologiczne może powodować zahamowanie procesów rozwoju miasta.

Cmentarze oraz tereny kultu religijnego

Cmentarze na terenie miasta Płocka zlokalizowane są w jego centralnej części, tj. cmentarz komunalny, cmentarz katolicki stary i nowy, ewangelicko-augsburski, żydowski, prawosławny i garnizonowy, we wschodniej części cmentarze katolickie na osiedlu Borowiczki oraz w południowej części miasta cmentarz parafialny w Radziwiu.

Tereny zamknięte

Na terenie Płocka zlokalizowane są następujące tereny zamknięte:

- tereny kompleksu wojskowego nr 242 Wojskowej Komendy Uzupełnień mieszczącego się na działkach 218/158 oraz 286/2 przy al. Kilińskiego,
- tereny linii kolejowej nr 33, które zgodnie z decyzją Ministra Infrastruktury uznaje się za tereny zamknięte, zastrzeżone ze względu na obronność i bezpieczeństwo państwa.

Tereny zamknięte mogą stanowić utrudnienia w rozbudowie i eksploatacji systemów energetycznych. Możliwe jest ominięcie ww. terenów przy planowaniu infrastruktury technicznej.

II. CHARAKTERYSTYKA STANU ISTNIEJĄCEGO ZAOPATRZENIA GMINY MIASTO PŁOCK W NOŚNIKI ENERGII

4. Bilans cieplny obszaru

4.1 Założenia

Przy opracowaniu bilansu cieplnego Gminy Miasto Płock, określającego zapotrzebowanie na moc i energię ciepłą przez odbiorców z terenu miasta, wykorzystano następujące dane:

- bilans zapotrzebowania na ciepło został wyliczony na podstawie zużycia energii końcowej przy założeniu 6 500 GJ/MW mocy zamówionej, co odpowiada średniemu wskaźnikowi wg danych ankietowych;
- wielkość mocy cieplnej Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN S.A. oraz jednostek powiązanych została określona przez przedsiębiorstwo PKN ORLEN S.A.;
- roczną sprzedaż ciepła na terenie miasta podaną przez Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.;
- liczba odbiorców oraz zużycie gazu sieciowego na terenie miasta określone wg informacji przekazanych przez PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.;
- sposób ogrzewania budynków mieszkalnych wielorodzinnych oraz zużycie ciepła określone na podstawie ankiet od zarządców budynków;
- sposób ogrzewania budynków mieszkalnych jednorodzinnych oraz zużycie ciepła określone na podstawie ankiet (akcji ankietowej poddało się 651 budynków, co stanowi ok. 9% budynków jednorodzinnych);
- sposób ogrzewania oraz zużycie ciepła w obiektach użyteczności publicznej określone na podstawie otrzymanych ankiet;
- roczne zużycie energii cieplnej dla większych odbiorców określone wg rzeczywistej wielkości podanej przez odbiorcę;
- do pozostałych wyliczeń przyjęto dane GUS itp.

4.2 Bilans stanu istniejącego

Zapotrzebowanie na ciepło na terenie Gminy Miasto Płock wg stanu na koniec 2014 r. oszacowano na poziomie około 527 MW, w tym:

- 365 MW dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego,
- 36 MW dla potrzeb obiektów użyteczności publicznej,
- 126 MW dla potrzeb usług komercyjnych i przemysłu.

Ponadto zapotrzebowanie na ciepło Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN S.A. oraz jednostek powiązanych wykonujących zlecenia na rzecz PKN ORLEN S.A. wynosi ok. 1 242 MW. Zapotrzebowanie na ciepło PKN ORLEN S.A. jest ponad 2-krotnie wyższe niż zapotrzebowanie ciepła całego miasta.

Łączne zapotrzebowanie na ciepła Miasta i PKN ORLEN S.A. wynosi ok. 1 769 MW.

Roczne zużycie ciepła na terenie Gminy Miasto Płock wg stanu na koniec 2014 r. oszacowano na poziomie około 3 426 TJ, w tym:

- 2 375 TJ dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego,
- 233 TJ dla potrzeb użyteczności publicznej,
- 818 TJ dla potrzeb usług komercyjnych i przemysłu.

Roczna produkcja ciepła PKN ORLEN S.A. wynosi ok. 26 058 TJ, w tym w kogeneracji ok. 21 480 TJ.

W poniższych tabelach zaprezentowano szacunkowe wyliczenia zapotrzebowania ciepła oraz zużycia energii cieplnej przez odbiorców w Gminie Miasto Płock, z uwzględnieniem charakteru odbiorów i sposobu ich zaopatrzenia oraz bez uwzględnienia zapotrzebowania PKN ORLEN S.A. i jednostek z nią powiązanych. Wielkości zapotrzebowania poszczególnych grup odbiorców w układzie procentowym przedstawiono na wykresie 4-1, a na wykresie 4-2 procentowy udział sposobu zaopatrzenia odbiorów.

Tabela 4-1 Zapotrzebowanie mocy cieplnej dla Gminy Miasto Płock wg stanu z 2014 r.

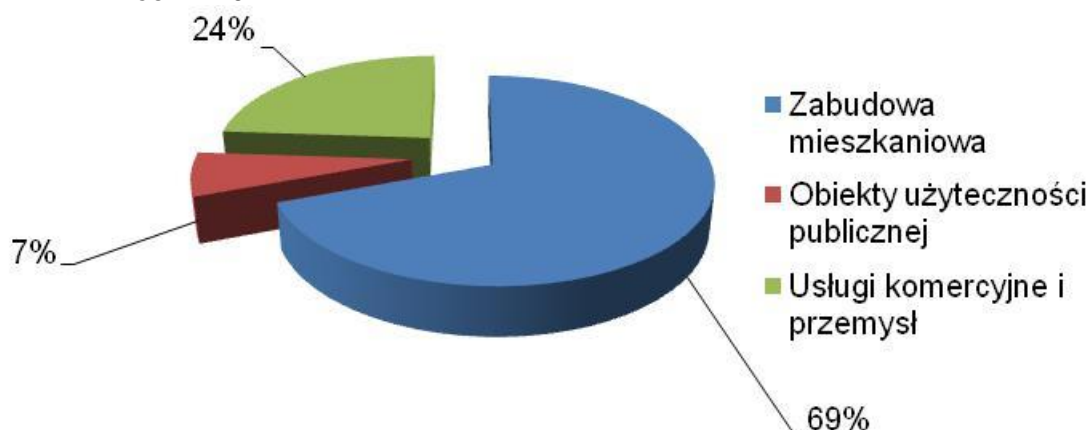
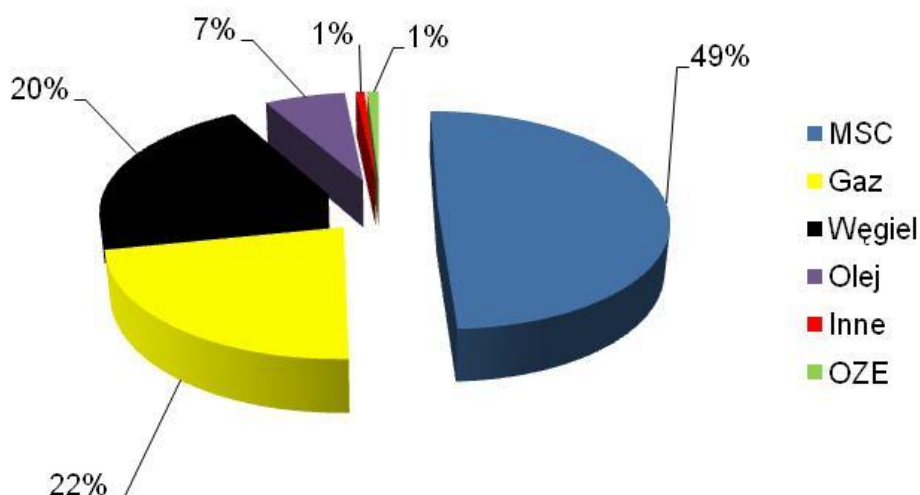
Wyszczególnienie	Zapotrzebowanie CIEPŁA [MW]						
	MSC	Gaz	Węgiel	Olej	inne	OZE	Razem
Zabudowa jednorodzinna	8,9	52,6	77,3	3,1	1,7	4,4	148,0
Zabudowa wielorodzinna	181,3	13,4	21,7	0,9	0,0	0,0	217,3
Obiekty użyteczności publicznej	31,3	2,7	0,1	1,7	0,0	0,0	35,8
Usługi komercyjne i przemysł	38,7	49,9	5,5	29,2	2,1	0,5	125,9
Razem	260,2	118,6	104,6	34,9	3,8	4,9	527,0

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych informacji oraz wyliczeń wskaźnikowych

Tabela 4-2 Zużycie energii cieplnej dla Gminy Miasto Płock wg stanu z 2014 r.

Wyszczególnienie	Zużycie ENERGII CIEPLENJI [TJ]						Razem
	MSC	Gaz	Węgiel	Olej	Inne	OZE	
Zabudowa jednorodzinna	57,4	342,1	502,7	20,1	10,8	28,9	962,0
Zabudowa wielorodzinna	1 178,5	86,9	141,1	6,0	0,0	0,0	1 412,5
Obiekty użyteczności publicznej	203,4	17,7	0,5	11,4	0,2	0,0	233,2
Usługi komercyjne i przemysł	251,7	324,5	35,5	189,9	13,6	3,4	818,6
Razem	1 691,0	771,2	679,8	227,4	24,6	32,3	3 426,3

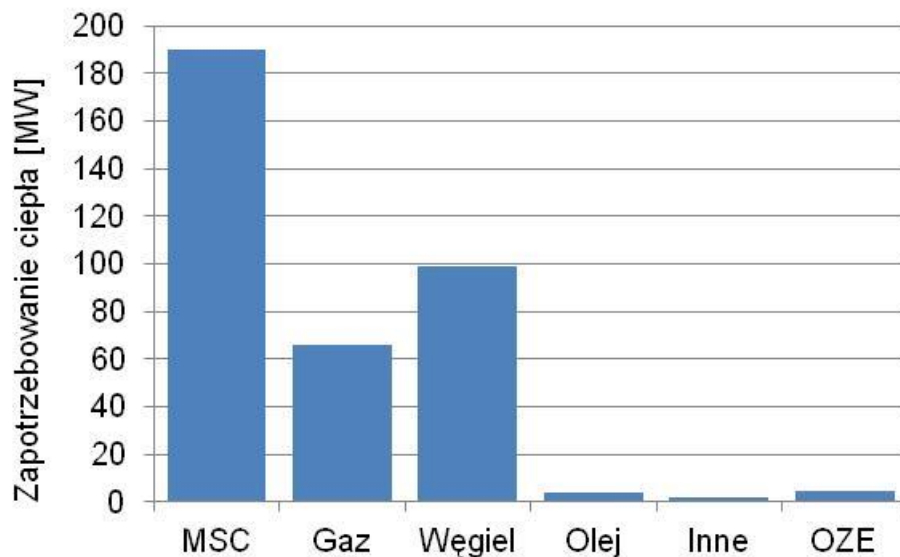
Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych informacji oraz wyliczeń wskaźnikowych

Wykres 4-1 Procentowy udział w zapotrzebowaniu mocy przez odbiorców ciepła w Gminie Miasto Płock w 2014 r.

Wykres 4-2 Procentowy udział sposobu zaopatrzenia w ciepło odbiorców w Gminie Miasto Płock w 2014 r.


Największą grupę odbiorców ciepła w mieście stanowi zabudowa mieszkaniowa (ok. 70%), następnie usługi komercyjne i przemysł oraz obiekty użyteczności publicznej. Ciepło w ok. 50% pochodzi z miejskiego systemu ciepłowniczego. Ponadto do ogrzewania wykorzystuje się następujące paliwa: gaz ziemny, węgiel, olej opałowy oraz OZE i inne paliwa.

Obrazem sposobu ogrzewania mieszkań w Gminie Miasto Płock jest wykres poniżej.

Wykres 4-3 Sposób zaopatrzenia odbiorców mieszkaniowych w mieście w 2014 r.



Budownictwo mieszkaniowe w mieście zaopatrywane jest w ciepło przede wszystkim przy wykorzystaniu ogrzewania pochodzącego z miejskiego systemu ciepłowniczego (52%), paliw stałych w tym węgla (27%) oraz gazu sieciowego (18%), a w niewielkim stopniu przy wykorzystaniu oleju opałowego, OZE i innych paliw.

5. Zaopatrzenie Płocka w ciepło

Potrzeby cieplne odbiorców na terenie Gminy Miasto Płock pokrywane są ze źródeł energetyki komunalnej i przemysłowej, zasilających odbiorców za pośrednictwem systemu sieci ciepłowniczych lub bezpośrednio, czynnikiem wodnym lub parowym.

Na terenie gminy zlokalizowane są:

- źródło systemowe - Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A. dostarczająca ciepło do sieci ciepłowniczej Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. zlokalizowanej na terenie miasta Płock,
- kotłownie lokalne – węglowe, gazowe i olejowe,
- źródła indywidualne – źródła i urządzenia grzewcze na paliwa stałe (węgiel, koks, drewno), paliwa ciekłe i gazowe (olej opałowy, gaz ziemny, gaz płynny LPG) oraz elektryczne urządzenia grzewcze.

Przygotowanie ciepłej wody użytkowej odbywa się przy pomocy przepływowych piecyków gazowych oraz w mniejszym stopniu poprzez miejski system ciepłowniczy, paleniska piecowe, kotły olejowe oraz różnego rodzaju podgrzewacze elektryczne.

Po prawobrzeżnej stronie Wisły zaopatrywanie odbiorców odbywa się za pomocą sieci ciepłowniczej, sieci gazowej, kotłowni lokalnych oraz źródeł indywidualnych. Na lewym brzegu Wisły brak jest sieci ciepłowniczej i gazowej, a źródłami zasilania są głównie: węgiel, olej opałowy, gaz płynny.

5.1 Wprowadzenie - charakterystyka przedsiębiorstw

Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. (PKN ORLEN S.A.)

Na obszarze Gminy Miasto Płock koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem prowadzi PKN ORLEN S.A. z siedzibą w Płocku przy ul. Chemików 7. Spółka powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Mazowieckie Zakłady Rafineryjne i Petrochemiczne z siedzibą w Płocku na zasadach określonych w przepisach o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych. Założycielem Spółki jest Skarb Państwa.

W latach 40. XX w. w Polsce funkcjonowało 5 rafinerii w: Niegłowicach k/Jasła, Jedliczach k/Krosna, Gliniku Mariampolskim k/Gorlic, Trzebini i Czechowicach–Dziedzicach.

Stale wzrastające zapotrzebowanie na paliwa oraz surowce do produkcji wynikające z gwałtownego rozwoju przemysłu i motoryzacji oraz niewystarczające zdolności przerobowe istniejących w latach 50. XX w. rafinerii spowodowały potrzebę budowy kolejnej rafinerii. W 1958 r. zapadła decyzja o lokalizacji zakładu w Płocku, a 5 stycznia 1959 r. zapadła decyzja o budowie Mazowieckich Zakładów Rafineryjnych i Petrochemicznych (MZRIp).

Przemiany polityczne w Polsce rozpoczęte w latach 80. XX w. zapoczątkowały procesy rynkowe w gospodarce. W ramach tych przeobrażeń, 1 lipca 1993 r. przedsiębiorstwo MZRIp przekształcono w spółkę akcyjną Petrochemia Płock S.A.

W maju 1998 r. Rada Ministrów podjęła decyzję o utworzeniu narodowego koncernu naftowego z połączenia Centrali Produktów Naftowych CPN S.A. i Petrochemii Płock S.A. 7 września 1999 r. formalnie utworzono Polski Koncern Naftowy S.A.

Dnia 3 kwietnia 2000 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę o przyjęciu przez Polski Koncern Naftowy S.A. nazwy handlowej ORLEN. Po raz pierwszy wizerunek marki ORLEN został zaprezentowany w 2000 r. przy okazji emisji drugiej transzy akcji koncernu na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie.

Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. (Fortum)

Fortum prowadzi koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem. Koncern dnia 16 września 2010 r. uruchomił w Częstochowie swoją pierwszą elektrociepłownię w Polsce. Spółka prowadzi bezpośrednią działalność operacyjną poprzez oddziały w Świebodzicach i Wrocławiu oraz na terenie Częstochowy i Płocka. Pełni także funkcje właścicielskie dla Fortum Bytom S.A. oraz Fortum Zabrze S.A. Ponadto jest aktywnym uczestnikiem procesów prywatyzacyjnych polskich przedsiębiorstw energetycznych.

Na terenie miasta Płocka spółka energetyczna Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. z siedzibą przy ul. Gradowskiego 3a w Płocku jest właścicielem i eksploatatorem miejskiej sieci ciepłowniczej.

5.2 Źródła ciepła na terenie Gminy Miasto Płock

5.2.1 Źródło systemowe

Charakterystyka elektrociepłowni

Głównym źródłem zasilania miasta w ciepło jest Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A., największa w Polsce elektrociepłownia przemysłowa, wytwarzająca w kogeneracji energię elektryczną oraz ciepłą dla potrzeb Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN S.A. i odbiorców obcych zlokalizowanych na jego terenie oraz energię ciepłą dla potrzeb ogrzewania miasta Płocka.

Paliwem podstawowym stosowanym w elektrociepłowni jest ciężki olej opałowy tzw. gu-dron, a uzupełniającym gaz porafineryjny oraz gaz ziemny.

Obecnie maksymalna zdolność produkcyjna jednostek kotłowych wynosi 3 060 t/h pary, a ich maksymalna zainstalowana moc wynosi 2 153 MWt.

Podstawowym źródłem wytwarzania ciepła jest 8 kotłów energetycznych, które produkują parę wysokoprężną zasilającą 2 równoległe nitki kolektora wysokoprężnego, w tym:

- trzy kotły typu OOG-320 nr 1,2 i 3,
- cztery kotły typu OOG-420 nr 4,5,6,7,
- jeden kocioł typu OOG-420 nr 8.

Kotły OOG-320 nr 1,2 i 3 to jednostki dwuciągowe, opromieniowane, walczakowe z naturalną cyrkulacją wody w układzie parownika, przystosowane do spalania paliw ciekłych i gazowych w palenisku nadciśnieniowym. Zabudowane są w układzie dwuciagowym. Komorę paleniskową kotła tworzą szczelne ściany membranowe łączące się w kontur cyrkulacyjny parownika.

Parametry techniczne kotłów:

- | | |
|--------------------------------|---------------------|
| ➤ moc znamionowa | 234 MW _t |
| ➤ wydajność maksymalna | 320 t/h |
| ➤ temperatura pary na wylocie | 540°C(+5°C -10°C) |
| ➤ ciśnienie na wyjściu z kotła | 13,6 MPa |
| ➤ osiągnięta sprawność brutto | 91,5 - 93,5 % |

Kotły OOG-420 nr 4,5,6 i 7 to jednostki jednociągowe, opromieniowane, walczakowe z naturalną cyrkulacją wody w układzie parownika, przystosowane do spalania paliw ciekłych i gazowych. Zbudowane są w kształcie wieży o sylwetce gruszkowej. Komora paleniskowa kotła wykonana jest ze szczelnych ścian membranowych, łączących się w kontur cyrkulacyjny parownika.

Parametry techniczne kotłów:

- moc znamionowa 288 MW_t
- wydajność maksymalna 420 t/h
- temperatura pary na wylocie 540°C(+5°C|-10°C)
- ciśnienie na wyjściu z kotła 13,6 MPa
- osiągnięta sprawność brutto 91,5 - 93,5 %

Kocioł OOG-420 nr 8 to nowa jednostka wytwórcza oddana do użytku w grudniu 2012 r. Jest to kocioł jednociągowy, walczakowy z naturalną cyrkulacją w parowniku, przystosowany do spalania paliw ciekłych i gazowych. Do końca 2015 r. kocioł będzie opalany wyłącznie gazem ziemnym. Część ciśnieniowa kotła jest zawieszona na ruszcie nośnym, wspartym na konstrukcji nośnej kotła. Ze względu na wymagania ekologiczne stawiane nowym kotłom przez obowiązujące przepisy ochrony środowiska, by dotrzymać wielkości emisji tlenków azotu, kocioł posiada zabudowaną instalację do katalitycznego oczyszczania spalin (SCR). Do procesu katalitycznej redukcji emisji NO_x wymagany jest amoniak w postaci wody amoniakalnej. Natomiast do usuwania pyłu służy zabudowany jednosekcyjny elektrofiltr.

Parametry techniczne kotła:

- moc znamionowa 299 MW_t
- wydajność maksymalna 420 t/h
- temperatura pary na wylocie 540°C(+5°C|-10°C)
- ciśnienie na wyjściu z kotła 13,6 MPa
- sprawność kotła brutto 93,5 – 94,0 %

Para z kolektora wysokoprężnego kierowana jest na 5 turbin upustowo-przeciwprężnych oraz 1 turbinę upustowo-kondensacyjną o łącznej mocy elektrycznej 345 MWe.

Tabela 5-1 Podstawowe parametry techniczne turbozespołów

Parametry techniczne	Jedn.	TG1	TG2	TG3	TG4	TG5	TG6
Parametry pary świeżej	MPa/°C	13,0/535	13,0/535	13,0/535	13,0/535	13,0/535	13,0/535
Natężenie przepływu	t/h	320	320	420	420	420	420
Upust niereg. 4,4/3,2 MPa	t/h	20	20	-	20	20	-
Upust reg. 4,4 MPa	t/h	-	-	130	-	-	-
Upust reg. 3,2 MPa	t/h	-	-	-	-	-	200
Upust niereg. 2,9 MPa	t/h	-	-	-	37	37	-
Upust reg. 1,7 MPa	t/h	-	-	250	200	200	-
Upust regulowany 0,6 MPa	t/h	200	200	-	-	-	200
Przeciwprężność 0,6 MPa	t/h	-	-	220	250	250	-
Przeciwprężność 0,12 MPa	t/h	150	150	-	-	-	-
Moc turbozespołu	MWe	55	55	55	55	55	70

Źródło: PKN ORLEN S.A.

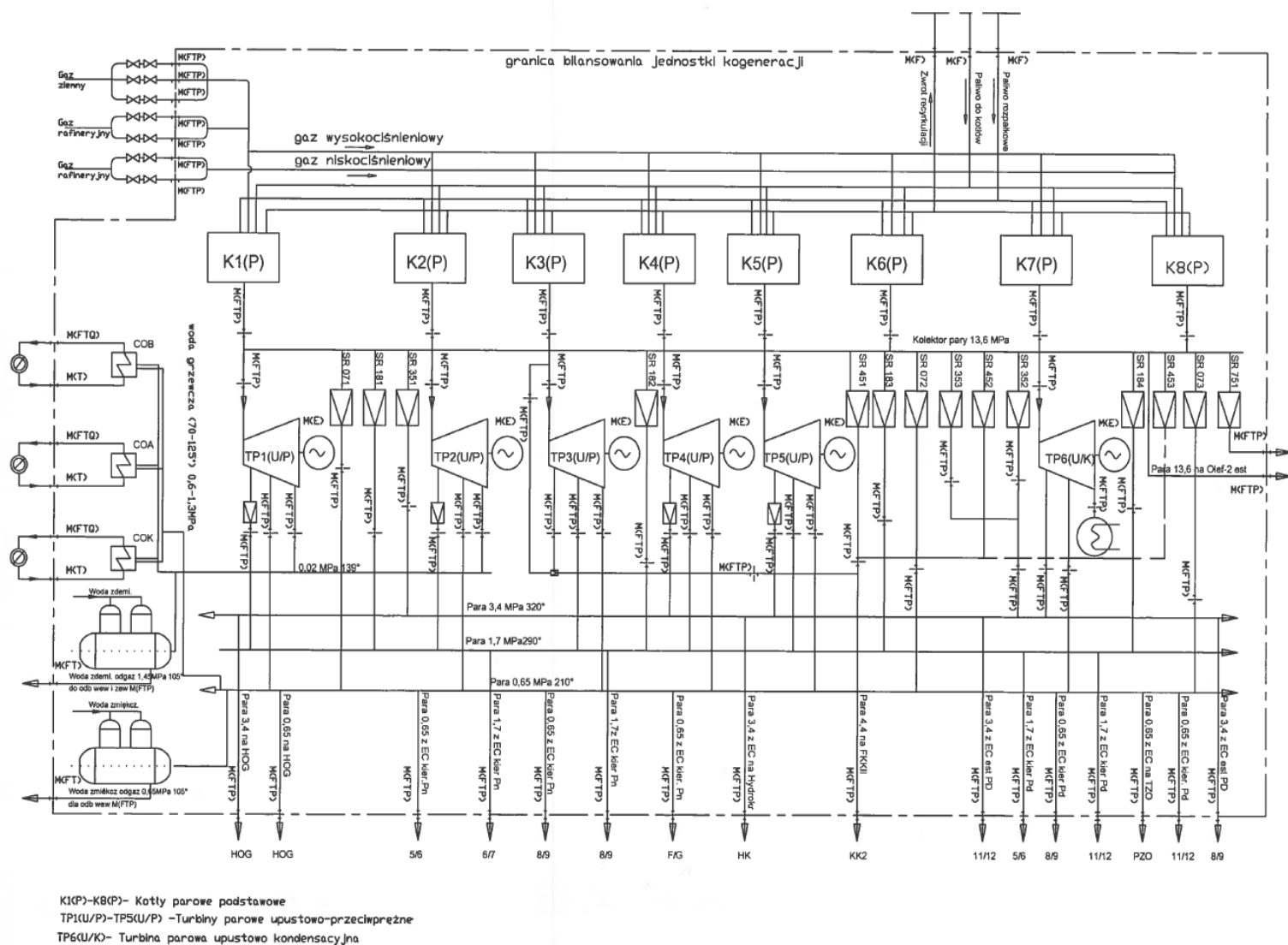
W celu uzupełnienia pracy turbin lub ich zastąpienia oraz utrzymania wymaganych parametrów pary dla celów technologicznych i potrzeb własnych zainstalowano w elektrociepłowni 16 stacji redukcyjnych i redukcyjno-schładzających. Ww. stacje wymienników ciepła opisano w rozdziale 5.3.

Dla dostarczenia ciepła do urządzeń grzewczych c.o. i c.w.u. miasta Płocka oraz odbiorców zlokalizowanych na terenie Zakładu Produkcyjnego w Płocku para pobierana z odpowiednich kolektorów przepływa przez stacje wymienników ciepła CO-A, CO-B oraz CO-K o łącznej mocy 350 MWt, w których podgrzewa się wodę sieciową i w tej formie ciepło przekazywane jest odbiorcom.

Schemat technologiczny

Na poniższym rysunku przedstawiono uproszczony schemat procesu technologicznego Elektrociepłowni PKN ORLEN S.A.

Rysunek 5-1 Schemat technologiczny



Źródło: PKN ORLEN S.A.

Produkcja i sprzedaż ciepła na terenie miasta

W poniższej tabeli przedstawiono produkcję oraz sprzedaż ciepła przez PKN ORLEN S.A. w latach 2012-2014.

Tabela 5-2 Produkcja i sprzedaż ciepła

Lp.	Rok Wyszczególnienie	2012	2013	2014
1	Roczna produkcja ciepła [GJ]	28 760 001	27 935 241	26 058 055
a	w tym w kogeneracji	22 546 902	22 135 551	21 480 426
2	Roczna sprzedaż ciepła [GJ]	2 101 164	2 128 451	1 934 866

Źródło: PKN ORLEN S.A.

Z powyższych danych wynika, że produkcja ciepła w latach 2012-2014 spadła o ponad 9% i w chwili obecnej wynosi około 26 058 TJ, w tym około 82% w kogeneracji.

Sprzedaż ciepła w 2013 r. wzrosła, w porównaniu z 2012 r., a w 2014 r. spadła do poziomu około 1 935 TJ.

Odbiorcy ciepła

W poniższej tabeli przedstawiono grupy odbiorców oraz moce cieplne zamówione przez odbiorców ciepła PKN ORLEN S.A. w latach 2010-2014.

Tabela 5-3 Zestawienie odbiorców ciepła wraz z mocą cieplną zamówioną

Lp.	Grupy odbiorców	Moc cieplna zamówiona [MW]				
		2010	2011	2012	2013	2014
1	Potrzeby własne Zakładu Produkcyjnego w Płocku (potrzeby produkcji rafineryjnej i petrochemicznej)	1 132,60	1 134,60	1 131,10	1 130,60	1 128,70
2	Odbiorcy zewnętrzni, w tym:	330,60	332,40	332,80	333,60	333,00
a	Odbiorcy zewnętrzni – para*	101,80	103,00	103,70	104,90	104,10
b	Odbiorcy zewnętrzni - woda grzewcza*	8,80	9,40	9,10	8,70	8,90
c	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. - miejski system ciepłowniczy miasta Płocka	220,00	220,00	220,00	220,00	220,00
	RAZEM	1 463	1 467	1 465	1 464	1 462

Źródło: PKN ORLEN S.A.

* Przemysł + usługi komercyjne (jednostki powiązane, wykonujące zlecenia na rzecz PKN ORLEN S.A.)

Najwięcej mocy cieplnej wyprodukowanej w Elektrociepłowni PKN ORLEN S.A. wykorzystywanej jest na potrzeby własne produkcji rafineryjnej i petrochemicznej Zakładu Produkcyjnego w Płocku. Z przekazanych przez PKN ORLEN S.A. danych wynika, że ilość mocy cieplnej wykorzystywanej na potrzeby własne Zakładu od 2011 r. spada średnio o około 2 MW rocznie (0,2%) i w 2014 r. wynosiła około 1 129 MW.

Natomiast moc cieplna zamówiona przez odbiorców zewnętrznych rośnie średnio o około 1 MW rocznie (0,3%) i w 2014 r. wynosiła około 333 MW.

Największym odbiorcą zewnętrznym jest Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. Moc cieplna zamówiona przez ww. spółkę od 2010 r. utrzymuje się na stałym poziomie i wynosi 220 MW rocznie.

Wielkości emisji zanieczyszczeń do atmosfery

Monitorowanie wielkości emisji substancji do powietrza w PKN ORLEN S.A. realizowane jest poprzez pomiary okresowe i pomiary ciągłe emisji, dzięki czemu stopień wykorzystania limitów emisji przyznanych w pozwoleniach zintegrowanych jest na bieżąco kontrolowany.

W poniższej tabeli zestawiono wielkości emisji SO₂, NO_x oraz pyłu do powietrza atmosferycznego w latach 2010-2014 pochodzącej z Elektrociepłowni PKN ORLEN S.A.

Tabela 5-4 Wielkość emisji zanieczyszczeń do atmosfery

Nazwa substancji	Wielkość emisji Mg/rok				
	2010	2011	2012	2013	2014
dwutlenek siarki	19 718	17 698	17 088	12 103	13 383
tlenki azotu	5 123	4 964	4 950	3 756	2 891
pył	462	340	455	358	290

Źródło: PKN ORLEN S.A.

Z tabeli wynika, że wielkość emisji zanieczyszczeń pochodzącej z elektrociepłowni systematycznie spada, co spowodowane jest działaniami remontowo-inwestycyjnymi w źródle. Wynika to w głównej mierze z uruchomienia nowego kotła K8 w Zakładowej Elektrociepłowni oraz instalacji odazotowania i odpylania spalin na kotle K7. Ponadto kolejne kotły w Elektrociepłowni do 2016 r. będą analogicznie wyposażane w ww. instalacje. W przeciągu ostatnich 5 lat wielkość emisji spadła dla:

- SO₂ o ponad 32%,
- pyłu o ponad 37%,
- NO_x o około 44%.

PKN ORLEN S.A. prowadzi pomiary stężeń substancji w powietrzu w wyznaczonych miejscach wokół Zakładu Produkcyjnego w Płocku. W 2013 r. monitoring powietrza atmosferycznego prowadzony był w zakresie substancji: O₃, CO, SO₂, NO₂, BTX w automatycznej stacji monitoringowej, wymienionej na nową w październiku 2013 r., zlokalizowanej poza terenem ogrodzonym Zakładu Produkcyjnego w Płocku. Dla wszystkich mierzonych substancji normy środowiskowe zostały dotrzymane.

Dopuszczalne standardy emisji

Dopuszczalne standardy emisji obowiązujące do dnia 31.12.2015 r. według pozwolenia zintegrowanego nr WŚR.I.6640/16/8/04/05 z dnia 31.05.2005 r. ze zmianami przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 5-5 Dopuszczalna emisja stężeniowa

Źródło powstawania	Emitowana substancja	Emisja dopuszczalna przy zawartości tlenu 3% w gazach odlotowych [mg/m _u ³]
Kocioł OOG-320 nr 1,2 i 3 oraz Kocioł OOG-420 nr 4,5,6 i 7	dwutlenek siarki	1 700
	tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	450
	pył	100
Kocioł OOG-420 nr K8 (nowy)	dwutlenek siarki	35
	tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	100
	pył	5

Tabela 5-6 Dopuszczalna emisja masowa

Instalacja	Emitowana substancja	Emisja dopuszczalna [Mg/rok]
Instalacja spalania paliw ELEKTROCIĘPŁOWNIA	dwutlenek siarki	21 708,26 *
		18 467,10 **
	tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	5 746,26 *
		5 060,77 **
	pył	1 276,95 *
		1 139,47 **

*Emisja obowiązująca do momentu uruchomienia nowego kotła K-8, tj. od końca roku 2012,

**Emisja obowiązująca od momentu uruchomienia nowego kotła K-8, tj. od 1 stycznia 2013r.

Natomiast od dnia 1 stycznia 2016 r. Elektrociepłownię będą obowiązywały następujące dopuszczalne emisje (pozwolenie zintegrowane w trakcie zmiany) przy spalaniu ciężkiego oleju opałowego przez 8760 godzin jako paliwa dominującego.

- stężeniowe:
 - dwutlenek siarki – 200 mg/Nm³
 - tlenki azotu – 150 mg/Nm³
 - pył – 20 mg/Nm³
- masowe:
 - dwutlenek siarki – 4157,286 Mg/rok
 - tlenki azotu – 3117,964 Mg/rok
 - pył – 415,732 Mg/rok

Zarządzanie emisjami gazów cieplarnianych

Zgodnie z obowiązującymi zasadami ETS przyznanie darmowych limitów CO₂ nie następuje w formie decyzji, a w formie rozporządzeń. Darmowe uprawnienia przyznane Zakładowi Elektrociepłowni na lata 2013-2020 są dostępne:

- w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 31 marca 2014 r. (Dz.U. 2014, poz. 439) w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji – przydział EC + Rafineria:

Tabela 5-7 Liczba uprawnień do emisji CO₂, dla instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną przyznana przedsiębiorstwu PKN ORLEN S.A.

Nazwa	Całkowita liczba uprawnień							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PKN ORLEN S.A. – instalacja Rafinerijna PKN ORLEN Płock	2 610 223	2 541 084	2 476 908	2 416 564	2 356 288	2 296 133	2 235 958	2 176 216

- w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. (Dz.U. 2014, poz. 472) w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji – przydział EC:

Tabela 5-8 Liczba uprawnień do emisji CO₂, dla instalacji wytwarzających energię elektryczną przyznana przedsiębiorstwu PKN ORLEN S.A.

Nazwa	Całkowita liczba uprawnień							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PKN ORLEN S.A. – Elektrociepłownia PKN ORLEN Płock	640 624	592 191	514 724	391 649	269 369	236 149	175 598	0

Gospodarka wodno-ściekowa

Gospodarka wodno-ściekowa w PKN ORLEN S.A. prowadzona jest zgodnie z obowiązującymi przepisami w oparciu o wewnętrzne procedury, zarządzenia i normatywy zakładowe. Jakość i ilość ścieków jest na bieżąco monitorowana w celu dotrzymania dopuszczalnych parametrów.

PKN ORLEN S.A. posiada wysokosprawną Centralną Oczyszczalnię Ścieków (COŚ), w której oczyszczane są ścieki socjalne, przemysłowe i wody opadowe napływające z obszaru Zakładu Produkcyjnego w Płocku oraz od firm zewnętrznych funkcjonujących na jego terenie lub w jego obrębie. Ścieki napływające na COŚ poddawane są procesom wielostopniowego oczyszczania na drodze mechanicznej, fizykochemicznej oraz biologicznej. Oczyszczone ścieki, zgodnie z posiadanym pozwoleniem wodno-prawnym, odprowadzane są do odbiornika - rzeki Wisły. Jakość ścieków, jaką może odprowadzić dana instalacja,

jest ściśle określona w tzw. normatywie jakościowo – ilościowym, aktualizowanym co roku. Część ścieków oczyszczonych przez PKN ORLEN S.A. wykorzystywana jest powtórnie do produkcji wody gospodarczej i ppoż., co zmniejsza ilość pobieranej wody z Wisły oraz ładunki zanieczyszczeń odprowadzane ze ściekami do Wisły.

W 2013 r. nastąpił wzrost ilości ścieków odprowadzanych do Wisły o 7,8% w stosunku do roku 2012, co spowodowane było większym napływem ścieków opadowo-drenażowych na Centralną Oczyszczalnię Ścieków (COŚ).

Zrealizowane zadania inwestycyjne

- w latach 1995-2003 wszystkie jednostki podstawowe K1 do K7 przeszły gruntowną modernizację, której efektem była poprawa sprawności wytwarzania ciepła, dyspozycyjności oraz wskaźników emisji. Zakres modernizacji obejmował w przypadku:
 - kotłów nr 1, 2 i 3 wymianę z pozostawieniem konstrukcji nośnej i fundamentów na nowoczesne jednostki produkcji Rafako S.A. z lekkim opancerzeniem i szczelnymi ścianami membranowymi oraz wyposażenie kotłów w palniki niskoemisyjne firmy Babcock-LMF, komputerowe systemy sterowania i kontroli procesu MOD 300 firmy ABB;
 - kotłów nr 4,5,6 i 7 wymianę palników na niskoemisyjne firmy Babcock-LMF, zabudowę parowych zdmuchiwaczy sadzy w części konwekcyjnej, komputerowych systemów sterowania i kontroli procesu MOD 300 firmy ABB, wymianę w 70% wyeksploatowanych powierzchni ogrzewalnych kotłów oraz rewitalizację walczaków.
- w latach 2010-2014 zadania inwestycyjne polegały na:
 - zabudowie nowego kotła parowego olejowo-gazowego OOG-420 nr 8 o wydajności 420 t/h pary i mocy termicznej 299 MWt wraz z zabudowanym w kanale spalin katalizatorem do katalitycznej redukcji NO_x, elektrofiltrem suchym do redukcji emisji pyłu oraz niezbędnymi obiektami kubaturowymi i inżynierskimi,
 - przebudowie układu paliwowego Zakładu Elektrociepłowni,
 - przygotowaniu terenu pod zabudowę instalacji odsiarczania spalin.

W chwili obecnej trwa realizacja kolejnego pakietu modernizacyjnego mającego na celu dostosowanie źródeł elektrociepłowni do zaostrzających się od 1 stycznia 2016 r. wymagań środowiskowych zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE o emisjach przemysłowych. W ramach pakietu modernizacyjnego sukcesywnie na poszczególnych kotłach zabudowywane są instalacje do katalitycznego odazotowania spalin SCR oraz elektrofiltry suche. Ponadto budowana jest wspólna dla wszystkich kotłów elektrociepłowni instalacja mokrego odsiarczania spalin, której produktem ubocznym będzie gips.

5.2.2 Lokalne źródła ciepła

W ramach przeprowadzonej ankietyzacji oraz otrzymanych danych z Urzędu Marszałkowskiego uzyskano informacje o 137 istniejących lokalnych źródłach ciepła, których powierzchnia ogrzewana wynosi powyżej 500 m², a mianowicie:

- 74 źródła na olej opałowy,
- 36 źródeł na paliwa stałe,
- 22 źródła na gaz ziemny,
- 5 źródeł na gaz ciekły.

Tabela 5-9 Zestawienie zinwentaryzowanych źródeł ciepła w podziale na sektory

Typ źródła ciepła	Budynki mieszkalne wielorodzinne	Obiekty użyteczności publicznej	Usługi komercyjne	Przemysł	RAZEM
Olej		9	27	38	74
Węgiel	24		3	9	36
Gaz ziemny		4	18		22
Gaz ciekły			2	3	5
RAZEM	24	13	50	50	137

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych ankiet oraz informacji z Urzędu Marszałkowskiego

Wymienione powyżej kotłownie wytwarzają ciepło dla potrzeb własnych obiektów mieszkalnych, przemysłowych i usługowych oraz obiektów użyteczności publicznej. Paliwem wykorzystywanym w ww. kotłowniach jest głównie olej opałowy (54%) oraz w mniejszym zakresie paliwo stałe (węgiel), gaz ziemny i ciekły.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 2011, Nr 95, poz. 558), standardy emisyjne dotyczą źródeł o nominalnej mocy nie mniejszej niż 1,0 MW. W związku z powyższym wymagane jest wyłącznie zgłoszenie ww. instalacji energetycznych.

Tabela z wykazem zinwentaryzowanych lokalnych źródeł ciepła w sektorze użyteczności publicznej których powierzchnia ogrzewana wynosi powyżej 500 m², zlokalizowanych na terenie Gminy Miasto Płock znajduje się poniżej, natomiast ich lokalizacja jest pokazana na mapie systemu ciepłowniczego, która znajduje się w załączniku do opracowania.

Tabela 5-10 Wykaz zinwentaryzowanych lokalnych źródeł ciepła w sektorze użyteczności publicznej

Ozn. na mapie	Nazwa	Adres	Typ źródła ciepła	Roczne zużycie energii [GJ]	Powierzchnia ogrzewana [m ²]
A	Archiwum Państwowe w Płocku	Kazimierza Wielkiego 9B	Gaz ziemny	1 597	604
B	Specjalny Ośrodek Szkolno-Wychowawczy nr 1 w Płocku	Harcerza Antolka Gradowskiego 24	Gaz ziemny	1 156	5 186
C	Miejskie Przedszkole nr 9	Krótką 1	Gaz ziemny	110	859
D	Komenda Miejska Państwowej Straży Pożarnej	Armii Krajowej 62	Gaz ziemny	82	1 400
E	Gimnazjum nr 3 im. Jana Pawła II w Płocku	Krakówka 4	Olej opałowy	1 102	3 593
F	Szkoła Podstawowa nr 5	Cicha 12A	Olej opałowy	1 160	2 527
G	Miejskie Przedszkole nr 2	Ciechomicka 68	Olej opałowy	758	1 417
H	Miejskie Przedszkole nr 13	Krakówka 8	Olej opałowy	503	1 034
I	Zespół Szkół im. Leokadii Bergerowej	Kutnowska 30	Olej opałowy	2 312	5 692
J	Szkoła Podstawowa nr 13 im. Jana Brzechwy	Sierpecka 15	Olej opałowy	182	500
K	Szkoła Podstawowa nr 15 w Płocku	Przyszkolna 22	Olej opałowy	584	1 877
L	Centrum Charytatywno-Opiekuńcze	Sienkiewicza 54	Olej opałowy	708	1 481
M	MZOS Stadion Miejski im. B. Szymańskiego w Płocku	Sportowa 3	Olej opałowy	1 021	647
Razem				11 275	26 817

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych ankiet

Łączne roczne zużycie energii cieplnej przez sektor użyteczności publicznej wynosi ok. 11,3 TJ przy łącznej powierzchni ogrzewanej równej ok. 26,8 tys. m². Najczęściej do ogrzewania ww. obiektów wykorzystuje się jako paliwo olej opałowy (70%), następnie gaz ziemny. Największe zużycie energii cieplnej spośród zinwentaryzowanych powyżej kotłowni lokalnych posiada Zespół Szkół im. Leokadii Bergerowej.

5.2.3 Źródła indywidualne – niska emisja

Źródła tzw. „niskiej emisji” dotyczą:

- wytwarzania ciepła na potrzeby ogrzewania budynków mieszkalnych i publicznych oraz dostawy c.w.u. do tych obiektów,
- wytwarzania ciepła grzewczego i technologicznego w przemyśle.

Definicja „niskiej emisji” z urządzeń wytwarzania ciepła, tj. w kotłach i piecach, najczęściej dotyczy tych źródeł ciepła, z których spaliny są emitowane przez kominy niższe od 40 m. W rzeczywistości zanieczyszczenia emitowane są głównie emitorami o wysokości około 10 m, co powoduje rozprzestrzenianie się zanieczyszczeń po najbliższej okolicy i jest szczególnie odczuwalne w okresie zimowym.

Podstawowym nośnikiem energii pierwotnej do ogrzewania budynków i obiektów zlokalizowanych w Gminie Miasto Płock, nie podłączonych do systemu ciepłowniczego, jest paliwo stałe (głównie węgiel kamienny). Mniejszą grupę stanowią mieszkańcy zużywający jako paliwo na potrzeby grzewcze gaz ziemny sieciowy, olej opałowy, gaz płynny (LPG) lub energię elektryczną. Są to „paliwa” droższe od węgla i drewna – o ich wykorzystaniu decyduje świadomość ekologiczna, a w szczególności zamożność. Często praktyką jest obecnie wykorzystywanie w węglowych ogrzewaniach budynków jednorodzinnych drewna lub jego odpadów jako dodatkowego, a jednocześnie tańszego paliwa, jak również coraz częściej, spalanie drewna w kominkach z instalacją rozprowadzającą ogrzane powietrze.

Na lewym brzegu Wisły brak jest sieci ciepłowniczej i gazowej, a źródłami zasilania są: węgiel, olej opałowy i gaz płynny (LPG).

Procesy spalania paliw węglowych w urządzeniach małej mocy, o niskiej sprawności średniorocznej, bez systemów oczyszczania spalin (piece ceramiczne, kotły i inne), są źródłem emisji substancji szkodliwych dla środowiska i człowieka, takich jak: CO, SO₂, NO_x, pyły, zanieczyszczenia organiczne, w tym kancerogenne wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA), włącznie z benzo(α)pirenem oraz węglowodory alifatyczne, a także metale ciężkie.

Ocena skali obiektów „niskiej emisji” sprowadza się do oszacowania ilości mieszkań i ich powierzchni ogrzewalnych. Są to wielkości związane głównie z budownictwem jednorodzinnym ogrzewanym indywidualnie, wielorodzinnym, ale wybudowanym na terenach miasta, gdzie nie istnieje system ciepłowniczy, a także budynkami powstałymi wcześniej (przedwojennymi), a dotychczas nie modernizowanymi.

5.3 Charakterystyka systemu ciepłowniczego

Miejski system ciepłowniczy Płocka

Na terenie Gminy Miasto Płock dystrybucją ciepła zajmuje się przedsiębiorstwo Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. z siedzibą w Płocku przy ul. Gradowskiego 3a. Źródłem ciepła systemu dystrybucyjnego jest Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A. z siedzibą w Płocku przy ul. Chemików 7 (szczegółowo opisana w rozdziale 5.2.1.).

Odbiorcy ciepła

Ciepło do odbiorców dostarczane jest za pośrednictwem rurociągów magistralnych oraz miejskiej sieci rurociągów ciepłych.

Miejska sieć ciepłownicza zlokalizowana jest wyłącznie po prawobrzeżnej stronie Wisły. Objęte są nią osiedla: Dobrzyńska, Kolegialna, Łukasiewicza, Kochanowskiego, Dworcowa, Międzytorze, Podolszyce Południowe, Podolszyce Północne, Stare Miasto, Skarpa, Trzepowo, Tysiąclecia, Winiary i Wyszogrodzka. Na lewym brzegu Wisły brak jest sieci ciepłowniczej.

W tabeli poniżej przedstawiono liczbę odbiorców z podziałem na grupy.

Tabela 5-11 Liczba odbiorców Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. w 2014 r.

Grupy odbiorców	Liczba odbiorców [szt.]	Struktura odbiorców [%]
Budownictwo mieszkaniowe indywidualne	961	62
Wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe	241	15
Obiekty użyteczności publicznej	137	9
Handel, usługi komercyjne itp.	190	12
Odbiorcy przemysłowi	28	2
Razem	1 557	100

Źródło: Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.

Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. dostarcza ciepło do około 1,5 tys. odbiorców. Dominującą grupę odbiorców energii cieplnej w mieście stanowi budownictwo mieszkaniowe indywidualne (62% odbiorców), następnie wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe, handel i usługi komercyjne oraz obiekty użyteczności publicznej. Najmniejszą grupę stanowi przemysł (ok. 2%).

Moc zamówiona przez odbiorców Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. wynosi około 260 MW. Ciepło wykorzystywane jest do ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Miejski system ciepłowniczy zaspokaja około 50% zapotrzebowania na ciepło miasta Płock.

Sprzedaż ciepła

W tabeli poniżej przedstawiono roczną sprzedaż ciepła na terenie Płocka z podziałem na grupy odbiorców w latach 2012-2014.

Tabela 5-12 Roczna sprzedaż ciepła na terenie Gminy Miasto Płock w latach 2012-2014

Grupy odbiorców	Roczna sprzedaż ciepła [TJ]			Udział w sprzedaży [%]
	2012	2013	2014	2014
Budownictwo mieszkaniowe indywidualne	80,8	81,2	71,3	4
Wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe	1 199,6	1 203,3	1 095,9	67
Obiekty użyteczności publicznej	274,5	274,7	248,6	15
Handel, usługi komercyjne itp.	123,5	130,9	120,5	7
Odbiorcy przemysłowi	125,5	126,2	107,0	7
Razem	1 803,9	1 816,3	1 643,3	100

Źródło: Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.

Roczna sprzedaż ciepła przedsiębiorstwa Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. spadła w porównaniu z wcześniejszymi latami o około 9% i w chwili obecnej wynosi 1 643 TJ. Największym odbiorcą ciepła jest budownictwo mieszkaniowe wielorodzinne, w tym wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe (67%), następnie obiekty użyteczności publicznej, handel i usługi komercyjne oraz odbiorcy przemysłowi. Najmniejszy udział w sprzedaży przypada na budownictwo mieszkaniowe indywidualne (ok. 4%).

Dystrybucyjna sieć ciepłownicza

Czynnikiem grzewczym miejskiego systemu ciepłowniczego jest woda. System ciepłowniczy zasilany jest w zależności od temperatury zewnętrznej wodą o maksymalnej temperaturze 120°C (w okresie grzewczym - zimą) oraz 70°C (latem).

Sieć ciepłownicza zasilana jest z dwóch stacji wymiennikowych EC PKN ORLEN S.A.:

- Stacja CO-A o mocy 102 MW zasilająca zachodnią część miasta,
- Stacja CO-B o mocy 210 MW zasilająca wschodnią część miasta.

Stacja ciepłownicza CO-A zasilająca sieć ciepłowniczą miasta Płocka

Stacja ciepłownicza CO-A składa się z 4 wymienników ciepła. Do podstawowych wymienników ciepła (2 szt.) doprowadzona jest para o ciśnieniu 0,02 MPa, natomiast do wymienników szczytowych (2 szt.) doprowadzona jest para grzewcza 0,65 MPa. Wymienniki, podstawowy i szczytowy, pracują w układzie szeregowym. Cyrkulacja wody grzewczej wymuszona jest przy pomocy pomp sieciowych. Odbiorców przed przekroczeniem ciśnienia dopuszczalnego zabezpieczono blokadą w komputerowym systemie sterowania DCS wyłączającą pompy zasilające. Praca wymienników szczytowych odbywa się w okresach zimowych przy dużych obciążeniach cieplnych z równoczesną pracą wymienników podstawowych. Wymienniki podstawowe pracują przez cały okres grzewczy oraz latem.

Woda obiegowa z kolektora tłoczego DN800 pomp sieciowych podawana jest 2 rurociągami DN500 na wymienniki podstawowe, a następnie szczytowe. Za wymiennikami szczytowymi układy rurociągów łączą się na wspólny kolektor zbiorczy $\phi 800$, skąd dalej rurociągiem DN500 ogrzana woda obiegowa przetłaczana jest z powrotem do sieci odbiorców miasta Płocka. Oziębiona woda (po oddaniu ciepła) wraca rurociągiem DN500 na kolektor ssący DN650 pomp sieciowych.

Stacja ciepłownicza CO-B zasilająca sieć ciepłowniczą miasta Płocka

Stacja składa się z 3 wymienników pracujących w układzie równoległym. Zasada wymiany ciepła oraz zasada obiegu wodnego jest taka sama jak na stacji ciepłowniczej CO-A. Stacja ta jest przeznaczona do zasilania odbiorników ciepła w mieście Płock w okresie grzewczym. Układ odprowadzania skroplin pozwala na eksploatację dowolnego wymiennika bez względu na rodzaj doprowadzonej pary (0,65 MPa lub 0,02 MPa).

W okresie małych obciążeń cieplnych praca wymienników odbywa się przy zasilaniu parą 0,02 MPa, a w miarę wzrostu obciążeń przy niedogrzaniu parą wprowadza się dodatkowo wymienniki na zasilanie parą 0,65 MPa. Obieg wody grzewczej (recyrkulacja) wymuszony jest przez 4 pompy obiegowe, z których 2 pompy zasilane są poprzez falownik z płynną regulacją obrotów. Ubytki wody w sieci ciepłowniczej uzupełniane są wodą zmiękczoną odgazowaną i skroplinami z rozprężaczy odsolin kotłów energetycznych.

Parametry techniczne stacji ciepłowniczych

W tabeli poniżej przedstawiono parametry techniczne stacji ciepłowniczych zasilających sieć ciepłowniczą miasta Płocka.

Tabela 5-13 Parametry techniczne stacji ciepłowniczych zasilających miasto

Człon ciepłowniczy	CO-A	CO-B
Temperatura zasilania [°C]	70 (lato) 120 (zima)	70 (lato) 120 (zima)
Temperatura powrotu [°C]	42 (lato) 59 (zima)	42 (lato) 59 (zima)
Ciśnienie na zasilaniu [MPa] - dopuszczalne	1,2	1,3
Wydajność cieplna [MW _t]	102	210

Źródło: PKN ORLEN S.A.

Łączna długość miejskiej sieci ciepłowniczej w Płocku wynosi ponad 140 km, w tym:

- długość sieci napowietrznej wynosi ok. 5,4 km,
- długość sieci preizolowanej wynosi ok. 47,7 km,
- długość sieci kanałowej wynosi ok. 88,6 km.

Sieci preizolowane stanowią ok. 34% całkowitej długości sieci.

Straty ciepła wynoszą ok. 15%.

Węzły ciepłne

Węzły ciepłne są elementem łączącym system dystrybucji z odbiorcą ciepła. Ich zadaniem jest pokrycie potrzeb cieplnych związanych z ogrzewaniem, przygotowaniem ciepłej wody użytkowej, wentylacją oraz technologią. Energia ciepła w Płocku dostarczana jest poprzez ok. 2,3 tys. węzłów oraz 6 grupowych węzłów ciepłowniczych, czyli zasilających więcej niż 1 budynek, znajdujących się w następujących lokalizacjach: ul. Miodowa 41, Al. Piłsudskiego 50, ul. Jesienna 10, ul. Grodzka 14, ul. Kredytowa 34, ul. Gradowskiego 3a.

Mapa systemu ciepłowniczego znajduje się w załączniku do opracowania.

Wewnętrzna sieć ciepłownicza PKN ORLEN S.A.

System ciepłowniczy PKN ORLEN S.A. należy do grupy małych systemów. Jego rozproszenie w terenie również nie jest duże. Nośnikiem ciepła jest gorąca woda, która cyrkuluje w obiegu zamkniętym i przeznaczona jest do przesyłania ciepła do celów grzewczo-wentylacyjnych oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej. System ciepłowniczy zbudowany jest w technologii napowietrznej. Całkowita długość rurociągów ciepłowniczych wynosi 44 km, tj. ok. 22 km długości tras ciepłociągu.

Woda zasilająca system ciepłowniczy przygotowywana jest na stacji ciepłowniczej CO-K, skąd za pomocą 3 pomp obiegowych przesyłana jest rurociągami magistralnymi:

- dwoma o średnicy DN 500
- jednym o średnicy DN 250

do odbiorców zlokalizowanych na terenie Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN S.A.

Stacja ciepłownicza CO-K składa się z dwóch pracujących w układzie szeregowym wymienników ciepła: podstawowego i szczytowego. Wymienniki te zasilane są odpowiednio parą o ciśnieniu 0,02 MPa i 0,65 MPa. Praca wymiennika szczytowego odbywa się w okresach zimowych przy dużych obciążeniach cieplnych z równoczesną pracą wymiennika podstawowego. Wymiennik podstawowy pracuje przez cały okres grzewczy oraz latem.

Tabela 5-14 Parametry techniczne wewnętrznej stacji ciepłowniczej

Człon ciepłowniczy	CO-K
Temperatura zasilania [°C]	70 (lato) 120 (zima)
Temperatura powrotu [°C]	54 (lato) 77 (zima)
Ciśnienie na zasilaniu [MPa] - dopuszczalne	1,0
Wydajność cieplna [MW _t]	38

Źródło: PKN ORLEN S.A.

5.4 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Zamierzenia modernizacyjno-inwestycyjne planowane przez **PKN ORLEN S.A.** w zakresie:

➤ potrzeb energetycznych przedsiębiorstwa:

Przewidywane zapotrzebowania w zakresie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła są głównie zdeterminowane planami rozwoju PKN ORLEN SA, które stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa oraz uwarunkowaniami makroekonomicznymi i nie mają w większości wpływu na zaspokajanie potrzeb energetycznych odbiorców na terenie gminy Płock.

➤ rozwój systemów energetycznych:

Główne planowane przez spółkę projekty obejmują: budowę bloku gazowo-parowego CCGT we Włocławku (463 MW_e, uruchomienie produkcji na koniec 2015 r.), CCGT w Płocku (596 MW_e, uruchomienie produkcji na koniec 2017 r.) oraz zabudowę turbozespołu upustowo-przeciwprężnego TG-7 w istniejącej w Płocku elektrociepłowni (70 MW_e, uruchomienie produkcji na koniec 2017 r.).

Nowa elektrociepłownia w Płocku o mocy 596 MW_e stworzy możliwość pracy w wysokosprawnej kogeneracji, która w istotny sposób podnosi efektywność procesu produkcji energii i ciepła. Kluczowym elementem inwestycji będzie zastosowanie rozwiązania z nowoczesną turbiną gazową o jednej z najwyższych dostępnych na rynku sprawności (klasa H). Przyniesie to wymierny efekt w postaci zwiększenia rentowności wykorzystania paliwa gazowego do procesów produkcyjnych.

Zakładany czas realizacji inwestycji to 36 miesięcy. Budowa bloku w Płocku jest drugim po Włocławku projektem kogeneracji przemysłowej realizowanym przez Koncern. Umożliwi ona budowę pozycji PKN ORLEN jako lidera kogeneracji gazowej w Polsce oraz znacząco podniesienie poziom doskonałości operacyjnej segmentu downstream. W ciągu trzech lat Grupa ORLEN będzie dysponowała w Polsce mocami wytwórczymi w wysokości blisko 1,5 GW_e.

➤ spełnienia zaostrzonych wymagań środowiskowych po 2015 r.:

Celem dostosowania Elektrociepłowni do wymogów emisyjnych po 2015 r. wynikających z Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. 2014, poz. 1546) oraz wymogów określonych w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego I Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych - zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola (tzw. Dyrektywa IED), planuje się zabudowę instalacji: odazotowania, odpylania i odsiarczania spalin.

instalacja odazotowania spalin - w ramach przedsięwzięcia planuje się wyposażenie 6 istniejących kotłów (poza kotłem K3, który pozostanie jako jednostka pomocnicza oraz kotłem K8, który wyposażony jest w instalację katalitycznego odazotowania spalin) w układ katalitycznego odazotowania spalin składający się z reaktorów SCR (komora z ceramicznym katalizatorem wraz z systemem wtrysku wody amoniakalnej).

Metoda redukcji tlenków azotu oparta będzie na technologii selektywnej, katalitycznej redukcji tlenków azotu – SCR (*Selective Catalytic Reduction*). Polega na redukcji tlenków azotu w wyniku reakcji katalitycznej. W metodzie tej wykorzystywana jest reakcja tlenków azotu NO i NO₂ z roztworem wody amoniakalnej.

Inwestycja jest w trakcie realizacji, termin zakończenia prac planowany jest na koniec IV kwartału 2016 r. Dotychczas zabudowano SCR-y na kotłach K1, K5, K6 i K7.

Instalacja odpylania spalin – w celu zapewnienia właściwego odpylenia spalin przewiduje się zabudowę elektrofiltrów (EF) w ciągach spalin 6 kotłów (poza kotłem K3, który pozostanie jako jednostka pomocnicza oraz kotłem K8, który wyposażony jest w instalację odpylania spalin). Elektrofiltr to rodzaj odpylacza, w którym usuwanie pyłu ze spalin następuje poprzez wykorzystanie siły elektrostatycznej działającej na cząstki tego pyłu.

Inwestycja jest w trakcie realizacji, termin zakończenia prac planowany jest na koniec IV kwartału 2016 r. Dotychczas zabudowano EF na kotłach K1, K5, K6 i K7.

Instalacja odsiarczania spalin - przewiduje się zabudowę instalacji mokrego odsiarczania (IOS), w której sorbentem jest mączka kamienia wapiennego (metoda mokra wapienno-gipsowa). Zasada procesu odsiarczania polega na tym, że zawieszoną sorpcyjną, zawierającą węglan wapnia CaCO₃ przepłukiwane są spaliny. Zawarty w niej sorbent reaguje z SO₂ i w wyniku reakcji powstaje siarczyn wapniowy, który utlenia się tworząc siarczan wapniowy (gips), nadający się do dalszego zastosowania przemysłowego.

W celu odprowadzania odsiarczonych spalin, charakteryzujących się niską temperaturą ok. 58°C oraz właściwościami korozyjnymi, planuje się budowę nowego trójprzewodowego kominu żelbetowego (przewody stalowe z wykładziną chemoodporną lub wykonane ze stali kwasoodpornej) o wysokości ok. 160 m i średnicy każdego przewodu ok. 7,50 m. Przez komin odprowadzane będą spaliny ze wszystkich kotłów. Dwa przewody kominu przeznaczone będą do odprowadzania spalin mokrych (odsiarczonych) z dwóch absorberów IOS (1 przewód spalinowy połączony z 1 nitką IOS), a jeden przewód do odprowadzania spalin gorących (nieodsiarczonych). Spaliny do przewodu gorącego kierowane będą w sytuacjach awaryjnych poprzez bypass omijający 2 absorbery.

Inwestycja jest w trakcie realizacji, termin zakończenia prac planowany jest na koniec IV kwartału 2015 r.

Ww. instalacje zaliczane są do metod wtórnych oczyszczania spalin tzw. „metody końca rury”, uznawane za najlepsze dostępne techniki (BAT) w zakresie redukcji emisji zanieczyszczeń z obiektów energetycznego spalania paliw. Instalacje te zapewnią poziomy emisji wymagane przez Dyrektywę IED, które dla elektrociepłowni od 2016 r. będą wynosiły:

- dla SO_2 – 200 mg/Nm³,
- dla NO_x – 150 mg/Nm³,
- dla pyłu – 20 mg/Nm³.

Realizacja ww. inwestycji pozwoli na osiągnięcie znacznych efektów ekologicznych w postaci zmniejszenia emisji stężeniowej o:

- 95% emisji SO_2 ,
- 80% emisji NO_x ,
- 95% emisji pyłów.

Ponadto w celu ograniczenia emisji zanieczyszczeń z Zakładu Produkcyjnego w Płocku planuje się do końca 2018 r. następujące inwestycje:

- opomiarowanie pochodni ZP PKN ORLEN S.A.,
- dostosowanie układów pomiarowych gazów opałowych do monitorowania emisji CO_2 ,
- zabudowa punktu dozowania chemikaliów,
- dostosowanie rafinerii do wymogów BREF i BAT,
- zabudowa analizatora spalin z regeneratora FKK II na kominie - dostosowanie do wymogów BAT,
- zmiany konstrukcyjne zbiorników benzyn nr 14, 16, 26, 27, zbiorników frakcji BT 32, 33 i zbiorników benzenu 35, 36 dla zwiększenia bezpieczeństwa magazynowania paliw,
- wykorzystanie CO_2 pochodzącego z instalacji wielkoprzemysłowych na cele produkcji OZE, w tym paliw wykorzystywanych w sektorze transportu.

Zamierzenia modernizacyjno-inwestycyjne zaplanowane na maj-sierpień 2015 r. przez **Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.** polegają na przebudowie sieci ciepłych kanałowych na sieci preizolowane w przedziale średnic DN400 do DN50. Łączna długość sieci poddanych modernizacji to około 1 550 mb.

Przewidywana wielkość kosztów brutto to około 2 865,9 tys. zł.

Przedsięwzięcie finansowane będzie ze środków własnych przedsiębiorstwa.

Ponadto przedsiębiorstwo w sposób ciągły realizuje plany inwestycyjne polegające przede wszystkim na ograniczeniu niskiej emisji poprzez podłączenie do miejskiej sieci ciepłowniczej nowych odbiorców, na modernizacji sieci ciepłej oraz na wdrażaniu przedsięwzięć racjonalizujących zużycie energii i ogólnozakładowych. Dodatkowo Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. podpisał z Miastem Płock list intencyjny w sprawie możliwości budowy nowego źródła ciepła pracującego na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego. W chwili obecnej brak jest jednak szczegółowych informacji w tym zakresie

5.5 Ocena stanu istniejącego systemu zaopatrzenia w ciepło

Ocenę stanu zaopatrzenia odbiorców Płocka w ciepło przeprowadzono odnosząc bilans potrzeb cieplnych do sposobu pokrycia tych potrzeb oraz stanu technicznego infrastruktury obiektów umożliwiających to pokrycie.

Na terenie Gminy Miasto Płock występuje różnorodność rozwiązań w ogrzewaniu budownictwa, a mianowicie:

- budownictwo mieszkaniowe indywidualne, mieszkania wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, obiekty użyteczności publicznej, handel i usługi komercyjne oraz przemysł usytuowane po prawobrzeżnej stronie Wisły ogrzewane za pomocą miejskiej sieci ciepłowniczej;
- gospodarstwa domowe, przemysł i budownictwo wielorodzinne, handel i usługi zlokalizowane po prawobrzeżnej stronie Wisły ogrzewane z wykorzystaniem sieci gazowej;
- budownictwo wielorodzinne, obiekty użyteczności publicznej, usługowe oraz przemysłowe ogrzewane z lokalnych kotłowni węglowych i olejowych;
- budownictwo jednorodzinne ogrzewane z indywidualnych kotłowni wbudowanych na paliwa stałe (węgiel, drewno), ciekłe i gazowe (olej opałowy, gaz płynny) oraz za pomocą elektrycznych urządzeń grzewczych.

Głównym źródłem zasilania miasta Płocka jest Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A. wytwarzająca w kogeneracji energię elektryczną i ciepłą. Roczna produkcja energii cieplnej w 2014 r. wynosiła około 26,0 mln GJ, w tym 21,5 mln GJ w kogeneracji. Źródłem wytwarzania ciepła jest 8 kotłów energetycznych o zainstalowanej mocy cieplnej równej 2 153 MWt. Podstawowym paliwem jest ciężki olej opałowy, natomiast uzupełniającym gaz porafineryjny oraz gaz ziemny.

Elektrociepłownia produkuje ciepło na własne potrzeby rafineryjne i petrochemiczne Zakładu Produkcyjnego w Płocku oraz na potrzeby odbiorców zewnętrznych, w tym na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego eksploatowanego przez Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.

Ciepło do odbiorców na terenie miasta dostarczane jest za pośrednictwem rurociągów magistralnych oraz miejskiej sieci rurociągów cieplnych. Nośnikiem ciepła jest gorąca woda. Sieć cieplna zasilania jest z dwóch stacji wymiennikowych.

Ciepło pochodzące z miejskiej sieci ciepłowniczej Płocka dostarczane jest do odbiorów zlokalizowanych wyłącznie po prawobrzeżnej stronie Wisły. Objęte są nim osiedla: Dobrzyńska, Kolegialna, Łukasiewicza, Kochanowskiego, Dworcowa, Międzytorze, Podolszyce Południowe, Podolszyce Północne, Stare Miasto, Skarpa, Trzepowo, Tysiąclecia, Winiary i Wyszogrodzka. Po lewej stronie Wisły brak jest sieci ciepłowniczej.

W ostatnich latach przedsiębiorstwa przeprowadziły szereg działań modernizacyjno-inwestycyjnych na swojej infrastrukturze ciepłowniczej.

Nie stwierdzono zagrożeń w dostawie ciepła sieciowego. Zarówno sieci jak i węzły są w dobrym stanie technicznym.

Wg informacji PKN ORLEN S.A. konieczne inwestycje dostosowujące Zakład Elektrociepłowni do wymagań Dyrektywy o emisjach przemysłowych nie wynikają z zagrożenia w dostawie ciepła sieciowego do miasta Płocka.

Budynki podłączone do systemu ciepłowniczego w chwili obecnej posiadają zabezpieczenie źródłowe. Istnieje rezerwa mocy zainstalowanej w stosunku do mocy zamówionej. Technicznie po stronie PKN ORLEN S.A. istnieje możliwość zwiększenia dostaw ciepła do sieci komunalnej.

Rozbudowana sieć gazowa oraz dostępność gazu po prawobrzeżnej stronie Wisły na terenie miasta Płocka stanowi o znaczącym jego wykorzystaniu jako nośnika energii dla pokrycia potrzeb ciepłych i c.w.u. Po lewej stronie Wisły brak jest sieci gazowniczej.

Propozycją do rozważenia jest możliwość realizacji gazociągów po lewobrzeżnej stronie Wisły. Gazyfikacja będzie możliwa jeżeli zaistnieją techniczne i ekonomiczne warunki budowy odcinków sieci gazowych.

PSG sp. z o.o. posiada koncepcję gazyfikacji lewobrzeżnej części Płocka wraz z Gminą Łąck, uwzględniającą 3 warianty przekroczenia rzeki Wisły. Obecnie trwają końcowe prace dotyczące dalszych działań związanych z gazyfikacją przedmiotowego terenu.

Znaczący problem na terenie gminy stanowi nadal „niska emisja” z ogrzewań piecowych i kotłowni indywidualnych. W tym kontekście istotna jest ze strony gminy konsekwentna polityka w zakresie modernizacji i stymulowania modernizacji ogrzewań indywidualnych.

W związku z powyższym realizacja projektu jw. winien być traktowany przez Miasto jako projekt o znaczeniu priorytetowym.

6. System elektroenergetyczny

6.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw energetycznych

W procesie zapewnienia dostaw energii elektrycznej na obszar Płocka uczestniczą przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się: wytwarzaniem, przesyłaniem oraz dystrybucją tejże energii. Ważną grupę stanowią przedsiębiorstwa obrotu, sprzedające energię elektryczną odbiorcom finalnym. Poniżej przedstawiono charakterystyki formalno-prawne najważniejszych podmiotów odpowiedzialnych za niezakłóconą dostawę energii elektrycznej dla odbiorców zlokalizowanych na obszarze Płocka.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej

Działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej prowadzona jest głównie w elektrociepłowni należącej do spółki Polski Koncern Naftowy ORLEN Spółka Akcyjna. Przedmiotem działalności wymienionej spółki jest m.in.: wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja i handel energią elektryczną - PKD 35.1. Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 5 listopada 1998 r. i ważną do dnia 31 grudnia 2025 r., dysponuje kotłami o łącznej mocy cieplnej 2153 MWt oraz turbozespołami umożliwiającymi wytworzenie 345 MWe mocy elektrycznej

Polski Koncern Naftowy ORLEN Spółka Akcyjna z siedzibą w Płocku przy ul. Chemików 7, został wpisany do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy XIV Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000028860. Kapitał zakładowy w wysokości: 534.636.326,25 zł został wpłacony w całości. Wymieniony podmiot gospodarczy otrzymał w rejestrze REGON numer 610188201 i posługuje się numerem identyfikacji podatkowej NIP 774-00-01-454.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej

Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna są 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 od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r., na obszarze działania wynikającym 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.

Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne zostało wpisane do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy XIV Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000197596.

Wysokość kapitału zakładowego PSE S.A. wynosi: 9.605.473.000,00 zł. Kapitał został wpłacony w całości. Wymieniony podmiot gospodarczy otrzymał w rejestrze REGON numer 015668195 i posługuje się numerem identyfikacji podatkowej NIP 526-27-48-966.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej

Na terenie Płocka działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadzą: ENERGA Operator S.A., PKP ENERGETYKA S.A. oraz PKN ORLEN S.A.

ENERGA Operator S.A. jest spółką wyznaczoną na podstawie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 24 czerwca 2008 r., na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od 1 lipca 2008 r. do 31 grudnia 2020 r., to jest na okres obowiązywania posiadanej przez przedsiębiorstwo koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, z dnia 18 listopada 1998 r. Nr PEE/41/2686/U/2/98/BK z późn. zm. ENERGA Operator S.A. to jedna z czterech największych spółek w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo dostarcza rocznie ponad 20 TWh energii elektrycznej, zasilając około 2,9 mln odbiorców na obszarze około ¼ powierzchni kraju. Spółka eksploatuje ponad 192 tys. km linii elektroenergetycznych i eksploatuje blisko 59,5 tys. transformatorów, w tym 478 o górnym napięciu 110 kV. Wymieniony podmiot gospodarczy został wpisany do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy Gdańsk-Północ VII Wydział Gospodarczy KRS pod nr KRS 0000033455. Kapitał zakładowy wpłacony w całości wynosi 1.356.110.400,00 zł. Spółka otrzymała w rejestrze REGON nr 190275904 i posługuje się numerem identyfikacji podatkowej NIP 583-000-11-90.

Funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarach związanych z zasilaniem obiektów kolejowych pełni PKP Energetyka S. A., przekształcona z PKP Energetyka Sp. z o.o., posiadającej wówczas wydaną w dniu 25 lipca 2001 r. koncesję na przesył i dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS, ważną do dnia 31 lipca 2011 r. i wyznaczonej Operatorem Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego w dniu 14 marca 2008 r., na okres od 17 marca 2008 r. do 31 lipca 2011 r. oraz koncesję na obrót energią elektryczną - nr OEE/297/3158/N/2/2001/MS z dnia 25.07.2001r., ważną do dnia 31 lipca 2011 r. Ważność posiadanej koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej została przedłużona Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DEE/237-ZTO/3158/W/2/2010/BT z dnia 12 maja 2010 r. na okres do 31 grudnia 2030 r. PKP Energetyka Decyzją Prezesa URE nr DPE-47-61(05)3158/2008/BT z dnia 14 marca 2008 r. oraz Decyzją Prezesa URE nr DPE- 47-75(2)/3158/2008/BT z dnia 29 sierpnia 2008 r. została wyznaczona na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 25 lipca 2001 r. Nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS z późn. zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na terenie RP.

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. PKP Energetyka S.A. została postanowieniem z dnia 2 lutego 2010 r. Sądu Rejonowego dla Miasta Stołecznego Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, wpisana do rejestru przedsiębiorców, pod numerem KRS 0000322634. Wymieniony podmiot gospodarczy otrzymał w rejestrze REGON nr 017301607 i posługuje się numerem identyfikacji podatkowej NIP 526-25-42-704. Kapitał zakładowy spółki wynosi 844.885.320,00 złotych.

Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. został w dniu 7 września 2007 r. wyznaczony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od 10 września 2007 r. do 31 grudnia 2025 r. i na obszarze działania wynikającym z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 5 listopada 2008 r. Nr PEE/4/554/U/2/98/PM z późn. zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na terenie kompleksu rafineryjno-petrochemicznego w Płocku i w jego bezpośrednim sąsiedztwie. Wymieniony Przedsiębiorca posiada również koncesję na obrót energią elektryczną wydaną przez Prezesa URE w dniu 5 listopada 2008 r. i ważną do 31 grudnia 2025 r.

Polski Koncern Naftowy ORLEN Spółka Akcyjna z siedzibą w Płocku przy ul. Chemików 7, został wpisany do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy XIV Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000028860. Kapitał zakładowy w wysokości: 534.636.326,25 zł został wpłacony w całości. Wymieniony podmiot gospodarczy otrzymał w rejestrze REGON numer 610188201 i posługuje się numerem identyfikacji podatkowej NIP 774-00-01-454.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną

Obejmująca 98 podmiotów gospodarczych, wg stanu na dzień 21 kwietnia 2015 r., lista sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli z ENERGA Operator SA umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, umożliwiające tym przedsiębiorstwom obrotu sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców z terenu działania ENERGA Operator SA, została zamieszczona na stronie internetowej www.energa-operator.pl. Natomiast obejmująca 57 podmiotów gospodarczych, wg stanu na dzień 21 kwietnia 2015 r., lista sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli z PKP Energetyka SA umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, umożliwiające tym podmiotom sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców z terenu działania PKP Energetyka SA została zamieszczona na stronie internetowej www.pkpenergetyka.pl. Jak z powyższego wynika, odbiorcy przyłączeni do sieci ENERGA OPERATOR SA oraz PKP Energetyka S.A. dysponują możliwościami korzystania z bogatej oferty rynkowej, obejmującej możliwości uzyskania dostaw od kilkudziesięciu przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną, spośród ponad 400 firm posiadających wydane koncesje na wykonywanie tego typu działalności.

Natomiast lista sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z PKN ORLEN SA, umożliwiające tym przedsiębiorstwom obrotu sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców z terenu działania wymienionego operatora obejmuje 14 podmiotów gospodarczych, tj.: Energa-Obrót S.A., PKP Energetyka S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., Fiten S.A., DUON Marketing and Trading S.A., 3 WINGS sp. z o.o., Energia dla Firm Sp. z o.o., Polski Prąd S.A., Polska Energetyka PRO Sp. z o.o., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., PAK-Volt Spółka Akcyjna, Corrente Sp. z o.o. i Polkomtel Sp. z o.o.

6.2 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 Płocka.

6.2.1 Źródła wytwórcze na obszarze miasta

Na obszarze Płocka największym źródłem energii elektrycznej jest elektrociepłownia eksploatowana przez Polski Koncern Naftowy ORLEN SA. Elektrociepłownia Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. jest największą w Polsce elektrociepłownią przemysłową. Wytwarza ona w kogeneracji energię elektryczną oraz ciepłą dla potrzeb Zakładu Produkcyjnego Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. i odbiorców obcych zlokalizowanych na jego terenie oraz energię ciepłą dla potrzeb ogrzewania miasta Płocka. Paliwem podstawowym stosowanym w elektrociepłowni jest ciężki olej opałowy tzw. gudron, natomiast uzupełniającym jest gaz porafineryjny oraz gaz ziemny. Podstawowym źródłem wytwarzania ciepła jest osiem kotłów energetycznych, które produkują parę wysokoprężną zasilającą dwie równoległe nitki kolektora wysokoprężnego, w tym trzy kotły typu OOG-320 nr 1,2 i 3, cztery kotły typu OOG-420 nr 4,5,6,7 oraz jeden kocioł OOG-420 nr 8.

Charakterystyka elektrociepłowni została przedstawiona w rozdziale 5.2.1. Źródło systemowe.

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej

W poniższej tabeli zestawiono dane produkcyjne za ostatnie 5 lat.

Tabela 6-1 Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w EC PKN ORLEN SA w latach 2010-2014

Grupa odbiorców	Rok				
	2010	2011	2012	2013	2014
	[MWh]				
Produkcja energii elektrycznej brutto	2 076 295	2 056 797	1 929 653	1 945 968	1 678 019
Sprzedaż do sieci OSD Energa Operator	107 461	30 787	3 935	24 736	8 170
Sprzedaż do obiektów użyteczności publicznej	184	149	140	76	237
Sprzedaż do przemysłu	478 138	486 921	458 508	474 033	462 576

Źródło: PKN ORLEN SA

6.2.2 Elementy infrastruktury przesyłowej najwyższych napięć

Krajowy System Elektroenergetyczny stanowi zbiór wszystkich sieci elektroenergetycznych oraz przyłączonych do tych sieci urządzeń i instalacji współpracujących z tymi sieciami lub instalacjami. Zasadniczym elementem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest Krajowa Sieć Przesyłowa, tj. sieć elektroenergetyczna najwyższych (NN) lub wysokich napięć (WN), za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego. Funkcję tę pełnią Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., na których majątku pozostaje infrastruktura Krajowej Sieci Przesyłowej Elektroenergetycznej.

Elektroenergetyczny system dystrybucyjny zasilający obszar Płocka jest przyłączony do krajowej sieci przesyłowej w stacjach elektroenergetycznych: 400/110 kV Płock oraz 220/110 kV Podolszyce, zlokalizowanych odpowiednio: Kruszcze 15, 09-412 Proboszczewice, na terenie sąsiedniej gminy Stara Biała oraz przy przy ul. Granicznej 59 w Płocku. Stacja elektroenergetyczna 400/110 kV Płock zasilana jest następującymi liniami NN:

- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Grudziądz Węgrowo – Płock,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Rogowiec – Płock,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Ołtarzew – Płock.

Natomiast stacja elektroenergetyczna 220/110 kV Podolszyce jest zasilana następującymi liniami NN:

- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Pątnów – Podolszyce,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Mory – Podolszyce.

W stacji elektroenergetycznej Płock zainstalowano autotransformator AT1 i transformator TR2, których dane przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 6-2 Wykaz jednostek transformatorowych zainstalowanych w SE Płock

Lp.	Transformator	Typ	Rok produkcji	Producent	Moc [MVA]	Przekładnia
1.	TR2	TFR 250000/400	1997	ELTA	250 MVA	400/110
2.	AT1	ANSR3Ha 450000/400PN	2011	ABB	450 MVA	400/110

W kolejnej tabeli zaprezentowano charakterystykę autotransformatorów zainstalowanych w stacji elektroenergetycznej Podolszyce.

Tabela 6-3 Wykaz jednostek transformatorowych zainstalowanych w SE Podolszyce

Lp.	Transformator	Typ	Rok produkcji	Producent	Moc [MVA]	Przekładnia
1.	AT1	ANER3D 160000/220PN	1993	ABB ELTA	250 MVA	400/110
2.	AT2	ANER3R 160000/220PNX	1970	ELTA	450 MVA	400/110

Układ regulacji napięcia (auto)transformatorów ARST w stacji 400/110 kV Płock został skojarzony do pracy z układem regulacji zainstalowanym w SE 220/110 kV Podolszyce.

6.2.3 Elektroenergetyczna sieć rozdzielcza WN i stacje WN/SN

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: Płock i Podolszyce. Z wymienionych stacji energia jest rozprowadzana za pomocą napowietrznych linii energetycznych 110 kV, do stacji elektroenergetycznych transformatorowych WN/SN, tzw. GPZ. W poniższej tabeli zebrano linie elektroenergetyczne WN zasilające obszar Płocka.

Tabela 6-4 Linie WN 110 kV na terenie Płocka

Lp	Nazwa GPZ	Napięcie	Typ przewodów	Stan techniczny
1	GPZ Podolszyce – GPZ Plebanka	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
2	GPZ Podolszyce – GPZ Gulczewo	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
3	GPZ Podolszyce p. 11 – GPZ Płock p.16	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
4	GPZ Podolszyce p.10 – GPZ Rafineria 2	110 kV	3xAFL-6-(185-240)	dobry
5	GPZ Podolszyce p.7 – GPZ Rafineria 3	110 kV	3xAFL-6-(185-240)	dobry
6	GPZ Podolszyce p.6 – GPZ Płock p. 7	110 kV	3xAFL-6-(185-240)	dobry
7	GPZ Podolszyce - GPZ FMŻ	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
8	GPZ Podolszyce – GPZ Radziwie	110 kV	3xAFL-6-(120-240)	dobry
9	GPZ Podolszyce - GPZ Gąbin	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
10	GPZ Podolszyce - GPZ Góry	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
11	GPZ Góry - GPZ Gostynin	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
12	GPZ Góry - GPZ Radziwie	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
13	GPZ Gulczewo-GPZ Wyszogród	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
14	GPZ FMŻ - GPZ Przemysłowa	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
15	GPZ Przemysłowa – GPZ Maszewo	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
16	GPZ Maszewo - GPZ Płock	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
17	GPZ Płock p.8 - GPZ Rafineria p. 4	110 kV	3xAFL-6-240	dobry
18	GPZ Płock p.12 – GPZ Rafineria p.1	110 kV	3xAFL-6-240	dobry

Źródło: ENERGA Operator S.A.

We wspomnianych 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.

Tabela 6-5 Stacje WN/SN zasilające odbiorców na terenie Płocka

Lp	Nazwa GPZ	Napięcie transformacji	Ilość transformatorów	Moc transformatorów	Stan techniczny
1	GPZ Gulczewo	110/15 kV	2	TR1 = 16 MVA TR2 = 16 MVA	dobry
2	GPZ Podolszyce	110/15 kV	2	TR3 = 25 MVA TR4 = 16 MVA	dobry
3	GPZ Maszewo	110/15 kV	2	TR1 = 25 MVA TR2 = 25 MVA	dobry
4	GPZ Przemysłowa	110/15 kV	2	TR1 = 25 MVA TR2 = 25 MVA	dobry
5	GPZ Radziwie	110/15 kV	2	TR1 = 10 MVA TR2 = 16 MVA	dobry
6	GPZ Góry	110/15 kV	1	TR3 = 10 MVA	dobry
7	GPZ FMŻ	110/15 kV	2	TR1 = 16 MVA TR2 = 25 MVA	dobry

Źródło: ENERGA Operator S.A.

Jak wynika z powyższych tabel, dostawa energii dla odbiorców zlokalizowanych na obszarze Płocka odbywa się za pośrednictwem 7 stacji transformatorowych 110/15 kV oraz 73,4 km sieci 110 kV, eksploatowanych przez ENERGA Operator S.A. W poniższej tabeli przedstawiono maksymalne obciążenia transformatorów 110/15 kV w poszczególnych stacjach GPZ wraz z wielkością rezerwy wyznaczonej z uwzględnieniem kryterium „n-1”, przy założeniu obciążenia mocą bierną przy dopuszczalnej wg taryfy wartości $\tan \phi$ w obwodzie trójfazowym symetrycznym prądu sinusoidalnie zmiennego.

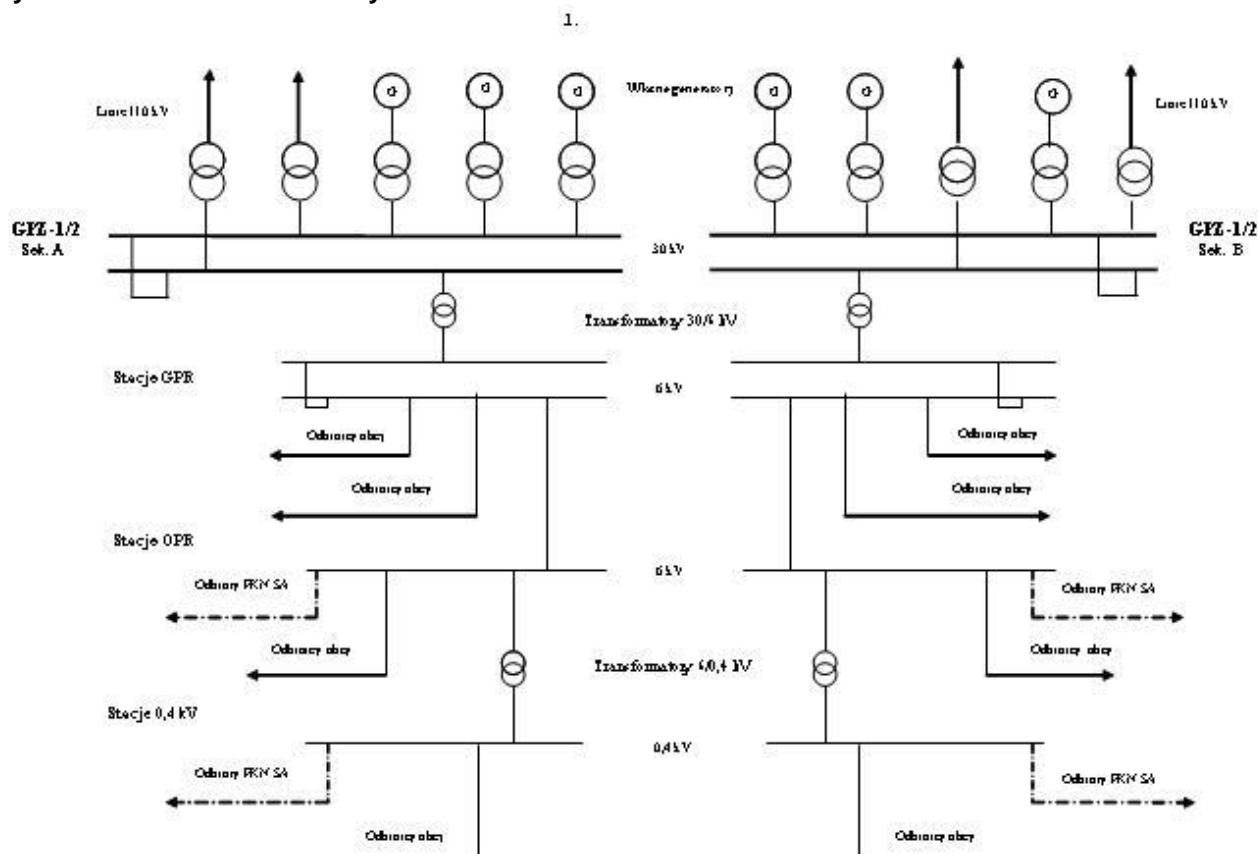
Tabela 6-6 Stacje GPZ na obszarze Płocka – maksymalne obciążenia i rezerwy mocy

GPZ	Transformator	Moc zainstalowana	Maks. obciążenie w 2014 r.	Rezerwa
		MVA	MW	MW
Gulczewo	Tr1	16	11.9	-4.27
	Tr2	16	10.2	
Maszewo	Tr1	25	10.8	6.65
	Tr2	25	10.4	
Podolszyce	Tr3	25	12.5	-5.87
	Tr4	16	11.2	
FMŻ	Tr1	16	15,7	0.23
	Tr2	25	17,6	
Radziwie	Tr1	10	9,9	1,24
	Tr2	16	6,7	
Przemysłowa	Tr1	25	12.5	0.45
	Tr2	25	14.9	
Góry	Tr3	10	2.9	-2.90

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENERGA Operator S.A.

Sieć dystrybucyjna Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. została stworzona ze względu na potrzebę pokrycia potrzeb własnych instalacji zakładu rafineryjnego ropy naftowej. Zasilanie odbywa się z 6 generatorów własnej elektrociepłowni i z sieci ENERGA Operator S.A. poprzez linie 110 kV. Z dwóch stacji 110/30 kV (4 transformatory) o mocy 300 MVA odbywa się zakup energii elektrycznej. Energia ta jest następnie transformowana na niższe poziomy napięcia 30/6 kV oraz 0,4 kV.

Rysunek 6-1 Schemat blokowy zasilania w sieci PKN ORLEN S.A.



6.2.4 Dostawcy energii elektrycznej do odbiorców końcowych

Jak wynika z opisu zamieszczonego w poprzednim podrozdziale, dystrybucja energii elektrycznej na rozpatrywanym obszarze siecią SN odbywa się zasadniczo na 3 poziomach napięcia, tj. 30 kV, 15 kV oraz 6 kV, przy czym napięcia 30 kV i 6 kV występują głównie w sieci eksploatowanej przez PKN ORLEN SA. Zasadniczo dystrybucja dla odbiorców komunalnych odbywa się na napięciu 15 kV, głównie za pomocą sieci SN należącej do ENERGA OPERATOR SA., która eksploatuje na rozpatrywanym obszarze linie elektroenergetyczne SN o łącznej długości 423 km, w tym 293,4 km sieci kablowych. Pozostała infrastruktura energetyczna zlokalizowana na terenie miasta to 1 095,6 km sieci niskiego napięcia, wraz z przyłączami do odbiorców, z czego 804,8 km stanowi sieć kablowa. Na terenie miasta zlokalizowanych jest 529 stacji SN/nN w tym 393 stacje w wykonaniu wewnętrznym.

W poniższych tabelach przedstawiono wykaz linii SN oraz stacji transformatorowych SN/nN, biorących udział w zasilaniu odbiorców końcowych zasilanych z sieci ENERGA Operator S.A. na obszarze Płocka.

Tabela 6-7 Linie 15 kV zlokalizowane na terenie Płocka

Lp.	Nazwa GPZ	Nazwa linii	Poziom napięcia	Stan techniczny
1	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-S-141	15 kV	dobry
2	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-O-512 Imielnica	15 kV	dobry
3	GPZ - Podolszyce	GZP-PDE-O-25	15 kV	dobry
4	GPZ - Podolszyce	GPZ-GUL-Boryszewo	15 kV	dobry
5	GPZ - Podolszyce	GPZ PDE ul. Graniczna RE	15kV	dobry
6	GPZ - Podolszyce	GPZ PDE Płock AS1-1880	15 kV	dobry
7	GPZ - Podolszyce	Stacja PDE-Uzdatnianie Wody 4-z pola 10	15 kV	dobry
8	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-O-503 Kostrogaj	15 kV	dobry
9	GPZ - Podolszyce	GZP-PDE-O-25	15 kV	dobry
10	GPZ - Podolszyce	GPZ FMZ-GPZ Podolszyce p. 13	15 kV	dobry
11	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-Cukrownia Borowiczki	15 kV	dobry
12	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-S-1267 Płock ul. Graniczna WKTS	15 kV	dobry
13	GPZ - Podolszyce	"S-77 Płock ul. Graniczna –Warsztaty"	15 kV	dobry
14	GPZ - Podolszyce	GPZ GUL S1-1257	15 kV	dobry
15	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-S-1880 COTEX II (SZP)	15 kV	dobry
16	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-S-1272 Płock - Podolszyce Pld. ul. Swojska	15 kV	dobry
17	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-S-1238	15 kV	
18	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-Stanisławówka p.11	15 kV	dobry
19	GPZ - Podolszyce	GPZ PDE Płock ul. Swojska S1-1327	15 kV	dobry
20	GPZ - Podolszyce	GPZ Podolszyce pole.24 do S 1-1368 AUCHAN	15 kV	dobry
21	GPZ - Podolszyce	GPZ PDE Płock ul. GPZ PDE Płock ul. Swojska S1-1327	15 kV	dobry
22	GPZ - Podolszyce	GPZ Podolszyce pole.24 do S1-1368 AUCHAN	15 kV	dobry
23	GPZ - Podolszyce	Stacja Paliw BP - rezerwa	15 kV	dobry
24	GPZ - Podolszyce	S GPZ PDE Płock ul. Swojska S1-1327	15 kV	dobry
25	GPZ - Podolszyce	GPZ Podolszyce pole.24 do S1-1368 AUCHAN	15 kV	dobry
26	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-S-209	15 kV	dobry
27	GPZ - Podolszyce	Stacja Paliw BP - podstawowe	15 kV	dobry
28	GPZ - Podolszyce	RS Zacisze p. 2 - S-1229	15 kV	dobry
29	GPZ - Podolszyce	GPZ-PDE-S-77	15 kV	dobry
30	GPZ - Podolszyce	GPZ PDE Płock ul. Czerwonych Kosynierów S1-1341	15 kV	dobry
31	GPZ - Podolszyce	GPZ PDE-S-1855 Uzdatnianie wody z pola 35	15 kV	dobry
32	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-138 Płock ul. Rutskich	15 kV	dobry
33	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-39 Płock ul. Kochanowskiego ZOR	15 kV	dobry
34	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-1346 Płock ul. Kobylińskiego 13 Bank Handlowy	15 kV	dobry
35	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-170 Płock ul. Gwardii Ludowej	15 kV	dobry
36	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-1224 Płock ul. Przemysłowa MPK	15 kV	dobry
37	GPZ - Przemysłowa	Od GPZ Przemysłowa do AS1-1491	15 kV	dobry
38	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-GPZ Maszewo p. 26	15 kV	dobry
39	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-139 Płock ul. Rembielinskiego	15 kV	dobry



Lp.	Nazwa GPZ	Nazwa linii	Poziom napięcia	Stan techniczny
40	GPZ - Przemysłowa	GPZ-PPR-Bielsk	15 kV	dobry
41	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-182 Płock ul. Bielska	15 kV	dobry
42	GPZ - Przemysłowa	GPZ-PPR-Zagoty	15 kV	dobry
43	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-28 Płock ul Bielska	15 kV	dobry
44	GPZ - Przemysłowa	GPZPPR-S-62 Płock ul. Kochanowskiego Stadion	15 kV	dobry
45	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-Rozdz.Tysiąclecia p. 9	15 kV	dobry
46	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-Proboszczewice Instal	15 kV	dobry
47	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-14 Płock ul. Bielska Zakłady Mięsne	15 kV	dobry
48	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-GPZ Maszewo p.12	15 kV	dobry
49	GPZ - Przemysłowa	POLMO p. 12	15 kV	dobry
50	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-162	15 kV	dobry
51	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-161	15 kV	dobry
52	GPZ Przemysłowa	GPZ PPR-S-134	15 kV	deby
53	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR - kier. 0-455 (Rozdz. Maszewo p. 8)	15 kV	dobry
54	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-1225	15 kV	dobry
55	GPZ - Przemysłowa	GPZ PPR-S-1346 Płock ul. Kobylińskiego 13 Bank Handlowy	15 kV	dobry
56	GPZ - Radziwie	GPZ PPR-S-1318 Płock-Radziwie ul. Gromadzka	15 kV	dobry
57	GPZ - Radziwie	GPZ PPR-S-1270 Płock -Radziwie - Stocznia Brama	15 kV	dobry
58	GPZ - Radziwie	GPZ RAE-156 Płock - Radziwie Żegluga	15 kV	dobry
59	GPZ - Radziwie	GPZ RAE-S-158 Płock-Radziwie Stocznia	15 kV	dobry
60	GPZ - Radziwie	GPZ-RAE-Soczewka	15 kV	dobry
61	GPZ - Radziwie	GFZ-RAE-Gostynin	15 kV	dobry
62	GPZ - Radziwie	GPZ RAE-S-181 Płock-Radziwie ul. Kolejowa 8 ZWSE	15 kV	dobry
63	GPZ - Radziwie	GPZ-RAE-Dobrzyków	15 kV	dobry
64	GPZ - Radziwie	GPZ RAE- Zacisze	15 kV	dobry
65	GPZ - Radziwie	GPZ-RAE-Ciechomice	15 kV	dobry
66	GPZ - Radziwie	GPZ RAE-S-1243 Płock-Radziwie ul. Górka	15 kV	dobry
67	GPZ - Radziwie	GPZ RAE-S-99 Płock-Radziwie ul. Poplacińska	15 kV	dobry
68	GPZ - Radziwie	GPZRAE-1900 Płock-Radziwie Trakcja PKP SZP	15 kV	dobry
69	GPZ Maszewo	GPZ MSE kier. RS-Tysiąclecia p.6	15 kV	dobry
70	GPZ Maszewo	GPZ-MSE-O-455 kier. Przemysłowa	15 kV	dobry
71	GPZ Maszewo	GPZ PPR- kier. O-455 (Rozdz. Maszewo p. 8)	15 kV	dobry
72	GPZ Maszewo	S-135 Płock ul. Norwida	15 kV	dobry
73	GPZ Maszewo	GPZ MSE-Turza	15 kV	dobry
74	GPZ Maszewo	GPZ PPR-GPZ Maszewo p.12	15 kV	dobry
75	GPZ Maszewo	GPZ MSE-S-1245 Płock ul. Patronatu ZMS	15 kV	dobry
76	GPZ Maszewo	GPZ-MSE-Wieclawice	15 kV	dobry
77	GPZ Maszewo	Me GPZ MSE-S-171 Płock ul. Medyczna Hotele	15 kV	dobry
78	GPZ Maszewo	GPZ MSE-S-47 Płock ul. Jasna 17	15 kV	dobry
79	GPZ Maszewo	GPZ-MSE-Brudzen	15kV	dobry
80	GPZ Maszewo	GPZ-MSE-Proboszczewice PZZ	15kV	dobry
81	GPZ Maszewo	GPZ-MSE-Kamionki	15 kV	dobry
82	GPZ Maszewo	GPZMSE-S-71 Płock ul. Miodowa	15 kV	dobry
83	GPZ Maszewo	GPZ PPR-GPZ Maszewo p. 26	15 kV	dobry
84	GPZ Maszewo	GPZ MSE-S-202 Płock ul. Jaśminowa	15 kV	dobry



Lp.	Nazwa GPZ	Nazwa linii	Poziom napięcia	Stan techniczny
85	GPZ Maszewo	GPZ-MSE-Kruszczewo	15 kV	dobry
86	GPZ Góry	POL-MOT	15 kV	dobry
87	GPZ Góry	ZSRO	15kV	dobry
88	GPZ Góry	Gostynin	15 kV	dobry
89	GPZ Góry	GPZ-RAE-Soczewka	15 kV	dobry
90	GPZ Góry	Ciechomice	15 kV	dobry
91	GPZ - Gulczewo	GPZ GUL-O-1320 Kępa Polska	15 kV	dobry
92	GPZ - Gulczewo	S-1302 Płock-Podolszyce Płn. Zielony Jar	15 kV	dobry
93	GPZ - Gulczewo	GPZ-GUL-Radzanowo	15kV	dobry
94	GPZ - Gulczewo	GPZ GUL-S-1361 Płock Podolsz. A. Krajowej	15 kV	dobry
95	GPZ - Gulczewo	S-1290 Płock-Podolszyce Płn. ul Armii Krajowej]	15 kV	dobry
96	GPZ - Gulczewo	GPZ-GUL-Boryszewo	15 kV	dobry
97	GPZ - Gulczewo	GPZ-GUL-Ciółkowo	15 kV	dobry
98	GPZ - Gulczewo	GPZ-GUL-Radzanowo	15 kV	dobry
99	GPZ - Gulczewo	GPZ-GUL-Borowiczki	15 kV	dobry
100	GPZ - Gulczewo	GPZ-GUL-Bodzanów	15 kV	dobry
101	GPZ - Gulczewo	GPZ-GUL-Goslice	15 kV	dobry
102	GPZ - Gulczewo	1 od GPZ GUL p.21 do AS1-209 FW Radzanowo	15 kV	dobry
103	GPZ - Gulczewo	GPZGUL-S-1291 Płock- Podol. Płn. ul. Grota Roweckiego	15 kV	dobry
104	GPZ - Gulczewo	GPZ GUL - Armii Krajowej	15 kV	dobry
105	GPZ - Gulczewo	GPZ GUL-S-1303 Płock-Podolszyce Płn. Zielony Jar	15 kV	dobry
106	GPZ - Gulczewo	GPZ-GUL-Boryszewo	15 kV	dobry
107	GPZ - Gulczewo	GPZ GUL-S-1331 Płock Podol. Płd. Stacja Paliw MZRIp	15 kV	dobry
108	GPZ FMŻ	FMŻ-RG 2p.1	15 kV	dobry
109	GPZ FMŻ	RS Międzytorze - S-89 Płock ul. Bielska CPN Kostrogaj	15 kV	dobry
110	GPZ FMŻ	RS Międzytorze - S-89 Płock ul. Bielska CPN Kostrogaj	15 kV	dobry
111	GPZ FMŻ	GPZ FMŻ-RS Międzytorze p. 31	15 kV	dobry
112	GPZ FMŻ	GPZ FMZ-RS Stanisławówka p.6	15 kV	dobry
113	GPZ FMZ	GPZ FMZ-RS Stanisławówka p.6	15 kV	dobry
114	GPZ FMŻ	GPZ FMZ-GPZ Podolszyce p.13	15kV	dobry
115	GPZ FMŻ	GPZ FMŻ-RG 2 p.9	15 kV	dobry

Źródło: ENERGA Operator S.A.

**Tabela 6-8 Stacje SN/nN zlokalizowane na terenie Płocka**

Lp.	Typ stacji	Napięcie stacji	Ilość	Rodzaj stacji	Stan techniczny
1	BEK 300/400	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
2	BEK 300/750	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
3	MBST-20/630	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
4	MRw-20/630-4	15/0,4kV	4	Stacja wewnątrzowa	dobry
5	MSTt-20/2x630	15/0,4kV	2	Stacja wewnątrzowa	dobry
6	MSTt-20/630	15/0,4kV	128	Stacja wewnątrzowa	dobry
7	MSTw-15/630	15/0,4kV	59	Stacja wewnątrzowa	dobry
8	MSTw-20/2x630	15/0,4kV	2	Stacja wewnątrzowa	dobry
9	MSTw-20/500	15/0,4kV	11	Stacja wewnątrzowa	dobry
10	MSTw-20/630	15/0,4kV	19	Stacja wewnątrzowa	dobry
11	SM-4	15/0,4kV	9	Stacja wewnątrzowa	dobry
12	STHH 20/630	15/0,4kV	5	Stacja wewnątrzowa	dobry
13	STLmb 20/1000	15/0,4kV	34	Stacja wewnątrzowa	dobry
14	STLmb 20/2x1000	15/0,4kV	8	Stacja wewnątrzowa	dobry
15	STLmb 20/630	15/0,4kV	16	Stacja wewnątrzowa	dobry
16	STM-20/500	15/0,4kV	17	Stacja wewnątrzowa	dobry
17	STPB-20/630	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
18	STRW 15/315	15/0,4kV	2	Stacja wewnątrzowa	dobry
19	STRW 15/500	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
20	STS-10C	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry
21	STS-20/160	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry
22	STS-250	15/0,4kV	7	Stacja słupowa	dobry
23	STSa-20/100	15/0,4kV	18	Stacja słupowa	dobry
24	STSa-20/250	15/0,4kV	52	Stacja słupowa	dobry
25	STSB-20/125	15/0,4kV	7	Stacja słupowa	dobry
26	STSB-20/250	15/0,4kV	6	Stacja słupowa	dobry
27	STSKp1-20/250	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry
28	STSKpb11-20/250	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry
29	STSKu21-20/63	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry
30	STSp1-20/250I	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry
31	STSpbw-20/250	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry
32	STSR-20/400	15/0,4kV	6	Stacja słupowa	dobry
33	STSRp-20/400	15/0,4kV	5	Stacja słupowa	dobry
34	STSRpu-20/250	15/0,4kV	11	Stacja słupowa	dobry
35	STSRu-20/250	15/0,4kV	31	Stacja słupowa	dobry
36	STW-20/250	15/0,4kV	2	Stacja wewnątrzowa	dobry
37	STWt-20/630	15/0,4 kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
38	STWw-20/630	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
39	WBST-20/630	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
40	Wkomponowana	15/0,4kV	41	Stacja wewnątrzowa	dobry
41	WSP-20/360	15/0,4kV	3	Stacja wewnątrzowa	dobry
42	WSRtp-20/160+400	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
43	WSTp-20/400	15/0,4kV	2	Stacja wewnątrzowa	dobry
44	WSTp-20/630	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
45	WSTtp-20/400	15/0,4kV	1	Stacja wewnątrzowa	dobry
46	ŻH-15-20/100	15/0,4kV	2	Stacja słupowa	dobry
47	2H-15B-20/160	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry
48	ŻH-15B-20/200	15/0,4kV	1	Stacja słupowa	dobry

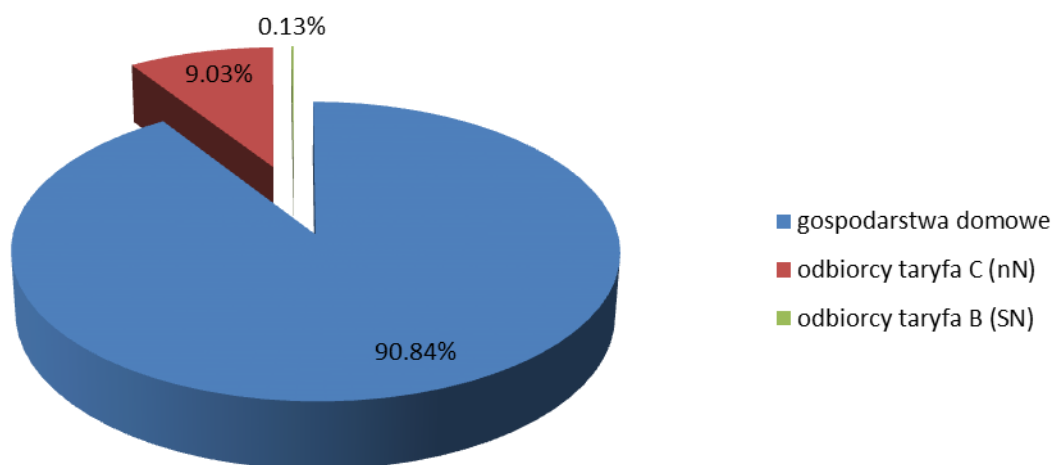
Źródło: ENERGA Operator S.A.

6.3 Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w energię elektryczną oraz charakterystyka jej odbiorców

Według stanu na koniec grudnia 2014 na terenie miasta Płock z sieci elektroenergetycznej zasilanych jest: 1 odbiorca na napięciu WN-110kV, 74 odbiorców z sieci SN-15kV i 55 094 odbiorców z sieci niskiego napięcia. Wielkość zużycia energii elektrycznej bez odbiorcy na WN, kształtuje się na poziomie ok. 360 000 MWh.

Z punktu widzenia niniejszego opracowania szczególnie istotna jest struktura odbiorców zasilanych z poziomu nN, wśród których istotną grupę stanowią gospodarstwa domowe. Właściwe dane w ujęciu graficznym zebrano na poniższym rysunku.

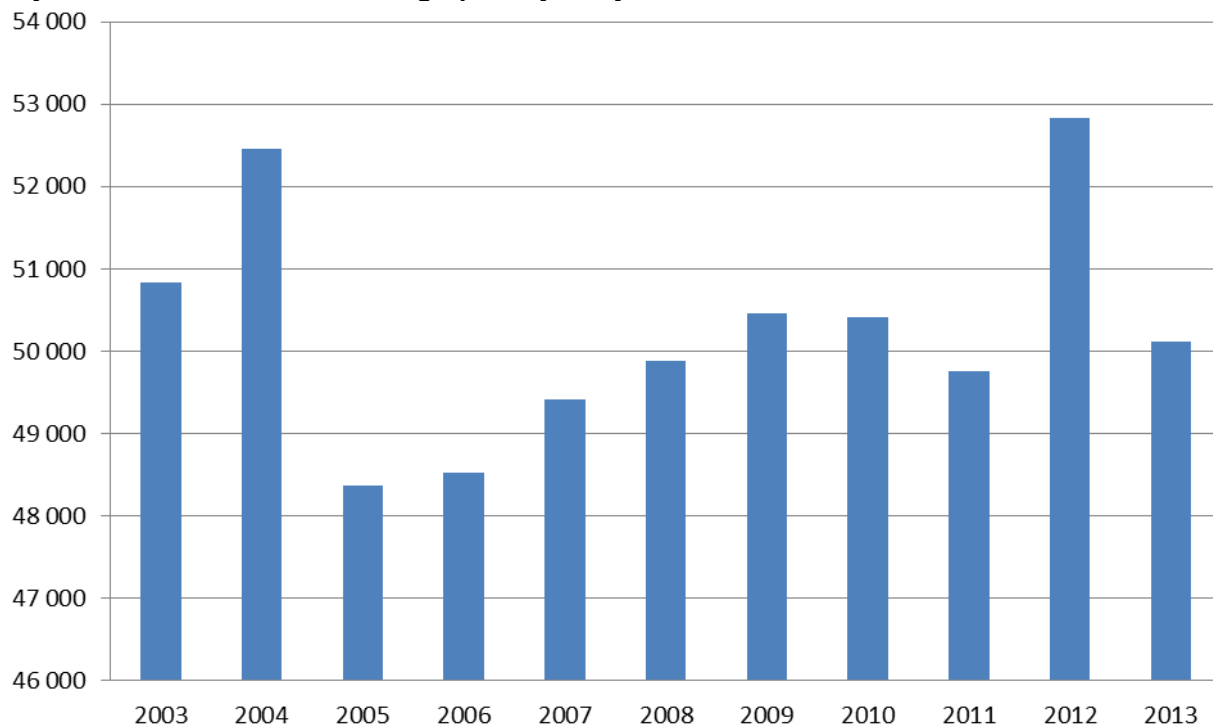
Wykres 6-2 Struktura odbiorców zasilanych z poziomu nN



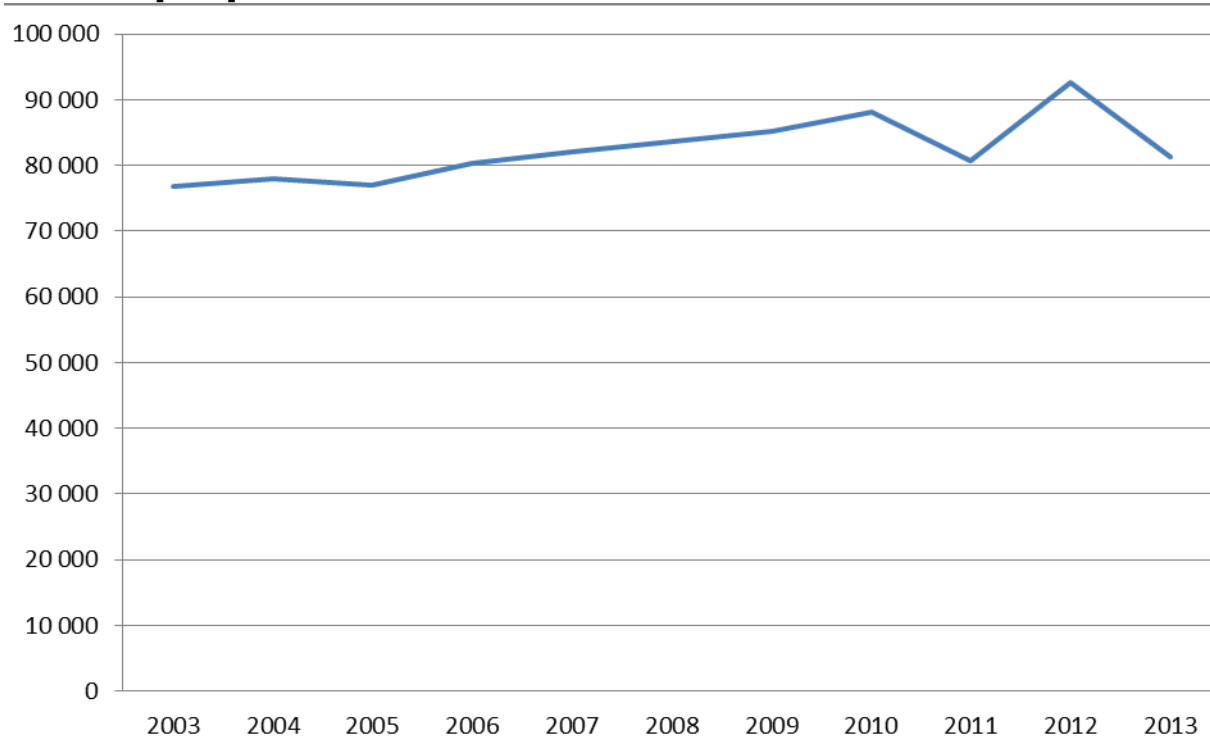
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS oraz ENERGA Operator S.A.

Jak z powyższego wynika, najliczniejszą grupą odbiorców są gospodarstwa domowe, stanowiące ponad 90% wszystkich odbiorców i klasyfikowane do grup taryfowych G. Dynamikę zjawisk charakteryzujących tę grupę odbiorców przedstawiono na kolejnych rysunkach.

Z poniższych wykresów wynika, że liczba odbiorców w grupie taryfowej G ustabilizowała się na poziomie ok. 50 tys. Natomiast zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych wykazywało systematyczny trend rosnący do roku 2010, po czym zużycie energii przez tę grupę odbiorców zdaje się stabilizować na poziomie ok. 90 tys. MWh/rok. Obserwowane w ostatnich latach silne wahania przeciętnego rocznego zużycia energii elektrycznej na jednego odbiorcę mogą wskazywać na stosunkowo znaczące stosowanie urządzeń grzewczych zasilanych energią elektryczną.

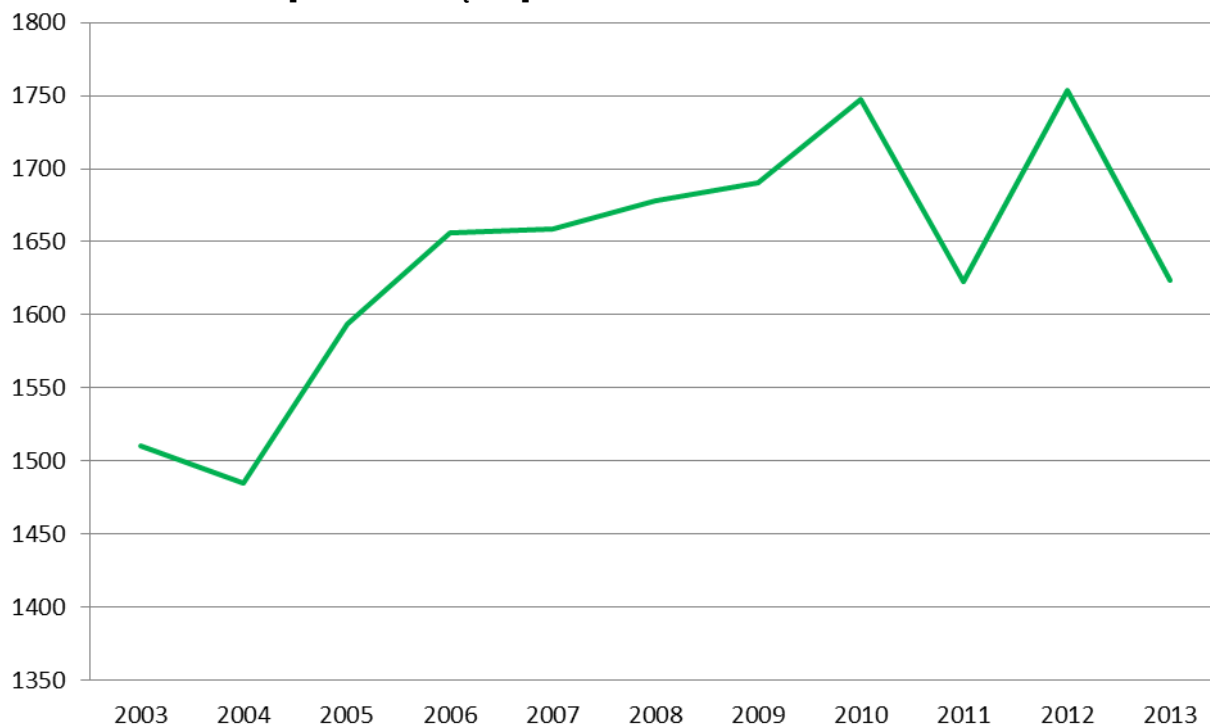
Wykres 6-3 Liczba odbiorców w grupie taryfowej G

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Wykres 6-4 Zużycie energii elektrycznej przez odbiorców grupy taryfowej G w latach 2003 – 2013 [MWh]

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS.

Wykres 6-5 Przeciętne roczne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w latach 2003-2013 [kWh/odbiorcę/rok]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Powyższe dane o odbiorcach energii elektrycznej obejmują odbiorców ENERGA Operator S.A. i nie uwzględniają odbiorców przyłączonych do sieci PKN ORLEN S.A., jak również energii wytworzonej w EC PKN ORLEN SA. Po uwzględnieniu energii elektrycznej wyprodukowanej w miejscowym zakładzie wytwórczym, łączne zużycie energii elektrycznej na obszarze Płocka można ocenić na ok. 2,25 TWh/rok.

6.4 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. 2006. Nr 89, poz. 625 ze zm.), zgodnie z którym do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną należy planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie gminy.

Właścicielami sieci oświetlenia ulicznego na terenie miasta Płocka są:

- ENERGA - Oświetlenie Sp. z o. o. Region Południe, ul. Graniczna 57, 09-400 Płock - ilość pkt. świetlnych stanowiąca własność na terenie miasta Płocka - około 45%,
- Gmina Płock - Miejski Zarząd Dróg w Płocku, ul. Bielska 9/11, 09-400 Płock - ilość pkt. świetlnych stanowiąca własność na terenie miasta Płocka - około 55%.

Na terenie miasta Płocka znajdują się 13.723 punkty świetlne o łącznej mocy 1 884 kW. Roczne zużycie energii elektrycznej kształtuje się na poziomie 8 178 MWh. Łączna moc punktów świetlnych stanowiących własność Gminy Płock, eksploatowanych przez Miejski Zarząd Dróg w Płocku, wynosi 881,80 kW, a roczne zużycie energii elektrycznej kształtuje się na poziomie 3.827,92 MWh. Miejski Zarząd Dróg w Płocku prowadzi eksploatację miejskiej sieci oświetlenia ulicznego od roku 2012. W tym okresie zrealizowano następujące zadania inwestycyjne, mające charakter modernizacji sieci oświetleniowej:

- ul. Okrzei - w miejsce istniejących, zdemontowanych 7 latarni oświetleniowych o łącznej mocy 2,62 kW, wybudowano 8 nowych latarni o łącznej mocy 0,768 kW, przez co zmniejszono moc zainstalowaną o 1,852 kW;
- ul. Piekarska - w miejsce istniejących, zdemontowanych 7 latarni oświetleniowych o łącznej mocy 2,8 kW, wybudowano 11 nowych latarni o łącznej mocy 0,924 kW, przez co zmniejszono moc zainstalowaną o 1,876 kW;
- ul. Spółdzielcza - w miejsce istniejących, zdemontowanych 12 latarni oświetleniowych o łącznej mocy 4,8 kW, wybudowano 17 nowych latarni o łącznej mocy 2,25 kW, przez co zmniejszono moc zainstalowaną o 2,55 kW.

Aktualne plany dotyczące modernizacji oświetlenia obejmują ulice (w nawiasach podano istniejącą ilość punktów świetlnych oraz ich sumaryczną moc):

- Bielską (139/33,51 kW),
- Chopina (128/30,62 kW),
- Dobrzyńską (69/13,15 kW),
- Gwardii Ludowej (62/14,64 kW),
- Harcerską (67/10,15 kW),
- Kazimierza Wielkiego (73/22,93 kW),
- Lachmana (26/3,71 kW), Łukasiewicza (220/46,27 kW),
- Traktową (30/3,00 kW),
- Zieloną (39/5,85 kW).

6.5 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Głównym projektem w zakresie rozwoju źródeł zasilania jest planowana przez spółkę PKN ORLEN S.A. budowa bloku z turbiną gazową o mocy 596 MWe oraz zabudowa turbozespołu upustowo-przeciwprężnego TG-7 o mocy zainstalowanej 70 MWe w istniejącej elektrociepłowni. Nowa elektrociepłownia w Płocku o mocy 596 MWe stworzy możliwość pracy w wysokosprawnej kogeneracji, która w istotny sposób podnosi efektywność procesu produkcji energii i ciepła. Kluczowym elementem inwestycji będzie zastosowanie rozwiązania z nowoczesną turbiną gazową o jednej z najwyższych dostępnych na rynku sprawności. Przyniesie to wymierny efekt w postaci zwiększenia rentowności wykorzystania paliwa gazowego do procesów produkcyjnych. Budowa bloku w Płocku jest drugim po Włocławku projektem kogeneracji przemysłowej realizowanym przez PKN ORLEN SA. Umożliwi ona budowę pozycji PKN ORLEN jako lidera kogeneracji gazowej w Polsce oraz znaczące podniesienie poziomu doskonałości operacyjnej segmentu downstream. W ciągu 3 lat Grupa ORLEN będzie dysponowała w Polsce mocami wytwórczymi w wysokości blisko 1,5 GWe.

Ponadto PKN ORLEN S.A. zrealizuje szereg inwestycji w celu dostosowania Elektrociepłowni do wymogów emisyjnych po 2015 r. wynikających z Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. 2014 poz. 1546) oraz nowych wymogów, znacznie ostrzejszych, określonych w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych - zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola (tzw. dyrektywa IED). W ramach przedsięwzięcia planuje się zabudowę następujących instalacji:

Instalacja odazotowania spalin

W ramach planowanego przedsięwzięcia 6 istniejących kotłów (poza kotłem K3, który pozostanie jako jednostka pomocnicza) będzie wyposażonych w układ katalitycznego odazotowania spalin składający się z reaktorów SCR (komora z ceramicznym katalizatorem wraz z systemem wtrysku wody amoniakalnej). Kocioł K8 jest wyposażony w instalację katalitycznego odazotowania i odpylania spalin. Metoda redukcji tlenków azotu oparta będzie na technologii selektywnej, katalitycznej redukcji tlenków azotu – SCR (ang.: *Selective Catalytic Reduction*). Inwestycja znajduje się w trakcie realizacji, termin zakończenia przewiduje się na koniec IV kwartału 2016 r. (dotychczas zabudowano SCR-y na kotłach K1, K5, K6 i K7).

Instalacja odpylania spalin

Dla zapewnienia właściwego odpylenia spalin przewiduje się zabudowę elektrofiltrów (EF) w ciągach spalin 6 kotłów (poza kotłem K3, który pozostanie jako jednostka pomocnicza). Inwestycja znajduje się w trakcie realizacji, termin zakończenia przewiduje się na koniec IV kwartału 2016r. (dotychczas zabudowano EF na kotłach K1, K5, K6 i K7).

Instalacja odsiarczania spalin

Przewiduje się zabudowę instalacji mokrego odsiarczania (IOS), w której sorbentem jest mączka kamienia wapiennego (metoda mokra wapienno-gipsowa).

Dla możliwości odprowadzania odsiarczonych spalin, które charakteryzują się niską temperaturą ok. 58°C oraz właściwościami korozyjnymi, planuje się budowę nowego trójprzewodowego komina żelbetowego (przewody stalowe z wykładziną chemoodporną lub wykonane ze stali kwasoodpornej) o wysokości $h = \text{ok.} 160 \text{ m}$ i średnicy każdego przewodu $d = 7,50 \text{ m}$. Przez komin będą odprowadzane spaliny ze wszystkich kotłów.

Dwa przewody komina przeznaczone będą do odprowadzania spalin mokrych (odsiarczonych) z dwóch absorberów IOS (1 przewód spalinowy połączony z 1 nitką IOS), a jeden przewód do odprowadzania spalin gorących, nieodsiarczonych. Spaliny do przewodu gorącego kierowane będą w sytuacjach awaryjnych poprzez obejście omijające 2 absorbery. Inwestycja znajduje się w trakcie realizacji, termin zakończenia przewiduje się na koniec IV kwartału 2015 r.

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 2010 – 2025” opracowany przez PSE S.A. Zgodnie z wymienionym dokumentem, w ramach prowadzonych działań inwestycyjnych PSE S.A zainstalowało autotransformator 400/110 kV o mocy 400 MVA w stacji Płock. Ponadto w ubiegłym roku ukończono przedsięwzięcie polegające na budowie stacji 400/220/110 kV Ołtarzew z dwoma transformatorami 400/220 kV o mocy 500 MVA i jednym 400/110 kV o mocy 400 MVA oraz wprowadzeniu do tej stacji linii 400 kV Rogowiec – Mościska i Miłosna – Płock. Natomiast opóźniona w czasie została budowa linii 400 kV Płock - Olsztyn Mątki, której ukończenie przewidywano początkowo w roku 2015. Analizy systemowe wykonane dla określenia warunków przyłączenia zdefiniowały nowe zamierzenia modernizacyjne. Dlatego też w PSE SA opracowano „Aktualizację PRSP w zakresie lat 2014 – 2018”, w której wśród nowych, początkowo nieuwjętych w PRSP na lata 2010 - 2025 zadań wynikających z wydanych warunków przyłączenia i zawartych umów przyłączeniowych należy wymienić m.in.: modernizację linii 400 kV Płock-Miłosna (Ołtarzew) w celu dostosowania do zwiększonych przesyłów mocy, rozbudowę stacji 400/110 kV Płock, modernizację linii 400 kV Grudziądz Węgrowo-Płock w celu dostosowania do zwiększonych przesyłów mocy oraz rozbudowę stacji 220/110 kV Janów o rozdzielnię 400 kV wraz z wprowadzeniem linii Rogowiec-Płock. Istotnym elementem planu rozwoju w zakresie zaopatrzenia Płocka będzie również linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Kozienice – Ołtarzew, która po wybudowaniu, stanie się istotnym elementem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zapewniającym stabilność pracy KSE i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do systemów dystrybucyjnych na obszarze województwa mazowieckiego. Po wybudowaniu linii 400 kV relacji Płock – Olsztyn, energia będzie przesyłana dalej do stacji Olsztyn Mątki.

Plan Rozwoju Spółki ENERGA Operator S.A. na lata 2014-2019 obejmuje zamierzenia inwestycyjne zarówno w zakresie budowy i rozbudowy sieci wraz z jej modernizacją, jak również zadania w zakresie przyłączy nowych odbiorców. Szczegółowe zamierzenia inwestycyjne dotyczące obszaru miasta Płock i Oddziału Płock ww. Operatora Systemu Dystrybucyjnego przedstawiono poniżej w ujęciu tabelarycznym.

Tabela 6-9 Lista projektów inwestycyjnych związana z modernizacją i odtworzeniem majątku

Pozycja w planie	Gmina	Nazwa/rodzaj projektu inwestycyjnego	Zakres rzeczowy
172	Płock	LWN110kV Płock Fabryka Maszyn Żniwnych – Płock Przemysłowa	Dostosowanie linii 110kV do temperatury projektowej 80 st. C - [2,7km]
173	Płock	LWN 110kV Płock Fabryka Maszyn Żniwnych - Podolszyce	Dostosowanie linii 110kV do temperatury projektowej 80 st. C - [2km]
175	Płock	LWN 110kV Płock Przemysłowa - Maszewo	Dostosowanie linii 110kV do temperatury projektowej 80 st. C - [4,2km]
176	Płock	LWN 110kV Płock - Maszewo	Dostosowanie linii 110kV do temperatury projektowej 80 st. C – [11 km]
177	Płock	LWN 110kV Płock - Podolszyce (linia 1)	Wymiana przewodów w linii 110 kV na przewody małowisowe [22,63km]
178	Płock	LWN 110kV Płock - Podolszyce (na 7)	Wymian przewodów w linii 110 kV na przewody małowisowe [12,6km]
2620-2663	O/Płock	Wymiana kabli niesieciowanych na sieciowane	2,5km
2664	O/Płock	Wymiana transformatorów mocy - GPZ Płock Góry	2szt. 10 MVA na 16 MVA
2693	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	S1-84
2694	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	S1-1234
2695	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	S1-1279
2696	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	S1-24
2697	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	S1-77
2707	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	6szt.
2712	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	6szt.
2715	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	6szt.
2718	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	6szt.
2721	Płock	Montaż sterowania radiowego w sieci kablowej	4szt.
2743	Kutno, Gostynin, Płock, Łęczyca	Modernizacja przyłączy napowietrznych nN	Wymiana przyłączy powiązana z wyzniesieniem uk. pomiarowych na zew. budynków na obiektach o zwiększonych stratach, wymiana zerwanych przyłączy, wymiana przyłączy typu FLAK oraz wymiana przyłączy w złym stanie tech.
2744	Kutno, Gostynin, Płock, Łęczyca	Modernizacja napowietrznych stacji transformatorowych SN/nN	Wymiana awaryjnych wyeksploatowanych stacji słupowych (np. stacji typu ŻH18B)
3292	Płock	GPZ 110/15kV Góry	Wymiana zabezpieczeń w polach 15kV (10 szt.)
3293	Płock	RS15kV Zacisze	Wymiana zabezpieczeń w polach 15kV(13 szt.)
3294	Płock	RS15kV Zacisze	Wymiana wyłączników w polach 15kV (10 szt.)
3295	Płock	GPZ110/15kV Góry	Wymiana wyłączników w polach 15kV (9szt.)



Pozycja w planie	Gmina	Nazwa/rodzaj projektu inwestycyjnego	Zakres rzeczowy
3296	Płock	GPZ110/15kV Radziwie	Wymiana dławika kompensacyjnego w potrzebach własnych nr 1
3297	Płock	GPZ110/15kV Góry	Wymiana dławika kompensacyjnego w potrzebach własnych nr 1
3298	Płock	GPZ 110/15kV Gulczewo	Wymiana dławika kompensacyjnego w potrzebach własnych nr 1
3308	Płock	GPZ 110/15kV Fabryka Maszyn Żniwnych	Wymiana zabezpieczeń w polach Tr1 i Tr2
3309	Płock	GPZ 110/15kV Fabryka Maszyn Żniwnych	Wymiana przekładników prądowych 110kV w polach Tr1 i Tr2
3310	Płock	GPZ 110/15kV Fabryka Maszyn Żniwnych	Wymiana ARN w polach Tr1 i Tr2 oraz tablicy centralnej sygnalizacji
3327	Płock	GPZ 110/15kV Góry	Wymiana baterii akumulatorów 220 V
3339	Płock	GPZ 110/15kV Przemysłowa	Wymiana zabezpieczeń w polach Tr1 i Tr2 oraz automatyki SZR 110kV
3340	Płock	GPZ 110/15kV Przemysłowa	Wymiana przekładników prądowych 110kV w polu Tr1
3341	Płock	GPZ 110/15kV Przemysłowa	Wymiana ARN Tr1 i Tr2
3342	Płock	GPZ 110/15kV Przemysłowa	Wymiana potrzeb własnych AC/DC oraz tablicy sygnalizacji centralnej
3346	Płock	GPZ110/15kV Maszewo	Wymiana baterii akumulatorów 220 V
3356	Płock	GPZ110/15kV Maszewo	Wymiana zabezpieczeń w polach Tr1 i Tr2
3357	Płock	GPZ 110/15kV Maszewo	Wymiana przekładników prądowych 110kV w polach Tr1 i Tr2
3358	Płock	GPZ 110/15kV Maszewo	Wymiana ARN w polach Tr1 i Tr2
3359	Płock	GPZ 110/15kV Maszewo	Wymiana potrzeb własnych AC/DC oraz tablicy sygnalizacji centralnej
3363	Płock	GPZ110/15kV Radziwie	Wymiana baterii akumulatorów 220 V
3364	Płock	GPZ110/15kV Gulczewo	Wymiana baterii akumulatorów 220 V
3366	Płock	GPZ 110/15kV Gulczewo	Modernizacja obwodów pierwotnych rozdzielni 110kV(4 pola + odłączniki w poprzeczce)
3367	Płock	GPZ 110/15kV Gulczewo	Wymiana potrzeb własnych AC/DC oraz tablicy sygnalizacji centralnej
3370	Płock	GPZ 110/15kV Radziwie	Modernizacja obwodów pierwotnych rozdzielni 110kV (3 pola)
3371	Płock	GPZ 110/15kV Radziwie	Wymiana zabezpieczeń w polach rozdzielni 110kV (1 pole liniowe, sprzęgło, 2 pola trato)
3372	Płock	GPZ 110/15kV Radziwie	Wymiana potrzeb własnych AC/DC, tablicy sygnalizacji centralnej oraz ARN Tr1 i Tr2
3373	Płock	GPZ110/15kV Góry	Wymiana zabezpieczeń w polach rozdzielni 110kV (2 pola liniowe, sprzęgło, 3 pola trafo)
3374	Płock	GPZ 110/15kV Góry	Wymiana potrzeb własnych AC/DC, tablicy sygnalizacji centralnej oraz ARN TR1, Tr2 i Tr3
3377	Płock	GPZ 110/15kV Przemysłowa	Wymiana sterownika telemechaniki
3379	Płock	RS 15kV Zacisze	Wymiana baterii akumulatorów 220 V
3389	Płock	RS 15kV Międzytorze	Wymiana sterownika telemechaniki
3403	Płock	RS 15kV Zacisze	Wymiana sterownika telemechaniki
3404	Płock	RS 15kV Tysiacleca	Wymiana sterownika telemechaniki

Pozycja w planie	Gmina	Nazwa/rodzaj projektu inwestycyjnego	Zakres rzeczowy
3410	Płock	Prace modernizacyjne doraźne wynikające z bieżących oględzin ; i awarii	Prace modernizacyjne doraźne wynikające z bieżących oględzin i awarii
3412	Płock	Prace modernizacyjne doraźne wynikające z bieżących oględzin i awarii	Prace modernizacyjne doraźne wynikające z bieżących oględzin i awarii
3414	Płock	Prace modernizacyjne doraźne wynikające z bieżących oględzin i awarii	Prace modernizacyjne doraźne wynikające z bieżących oględzin i awarii
3416	Płock	Modernizacja potrzeb własnych nn stacji w RS Tysiąclecia	Modernizacja/instalacja urządzeń zasilania gwarantowanego dla obiektów GPZ, PZ/RS
3418	Płock	Modernizacja potrzeb własnych nn stacji w GPZ Podolszyce	Modernizacja/instalacja urządzeń zasilania gwarantowanego dla obiektów GPZ, PZ/RS
3420	Płock	Modernizacja potrzeb własnych nn stacji w GPZ FMŻ	Modernizacja/instalacja urządzeń zasilania gwarantowanego dla obiektów GPZ, PZ/RS

Źródło: ENERGA Operator S.A.

Tabela 6-10 Lista projektów inwestycyjnych związana z przyłączeniem nowych odbiorców

Pozycja w planie	Gmina	Zakres rzeczowy	
		Przyłącze	Rozbudowa sieci
362	Płock		linia kab. - 0 km, linia nap. - 0,9 km, złącze kabl SN - 0 szt., słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
363	Płock		linia kab. - 0,2 km, linia nap. - 0 km, złącze kabl SN - 1 szt. słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
364	Płock		linia kab. 0,02 km linia nap. 0 km, złącze kabl. SN - 0 szt., słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
365	Płock	przyłącze kabl 0 km /1 szt /1 szt. liczn.	linia kab. - 0,02 km. linia nap. - 0 km. złącze kabl SN - 1 szt., słup SN - 0 szt., inne - 0 szt., transformator 16MVA
366	Płock		linia kab. - 0,02 km, linia nap. - 0 km, złącze kabl. SN - 0 szt., słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
367	Płock	przyłącze kabl. 0 km /1 szt. / 1szt. liczn.	linia kab. - 0 km, linia nap. - 0 km, złącze kabl. SN - 1 szt, słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
368	Płock		linia kab. - 0 km, linia nap. - 0 km. złącze kabl. SN - 1 szt, słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
369	Płock		linia kab. - 0,02 km, linia nap. - 0 km, złącze kabl. SN - 0 szt., słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
370	Płock		linia kab. - 0,02 km. linia nap. - 0 km, złącze kabl. SN - 1 szt., słup SN - 0 szt. inne - 0 szt.
371	Płock		linia kab. - 0,5 km linia nap. - 0 km. złącze kabl. SN - 1 szt., słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
372	Płock	przyłącze kabl. 0 km /1 szt. / 1szt. liczn.	linia kab. - 2,8 km, linia nap. - 0 km, złącze kabl. SN - 1 szt., słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
373	Płock	przyłącze kabl 0,1 km M szt. / 1 szt. liczn.	linia kab. - 0 km, linia nap. - 0 km. złącze kabl. SN - 1 szt, słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.
374	Płock	przyłącze nap. 0 km /1 szt. /1szt. liczn.	linia kab. - 0,1 km. linia nap. - 0 km, złącze kabl. SN - 1 szt., słup SN - 1 szt., inne - 0 szt.
375	Płock	przyłącze nap. 0 km /1 szt. / 1szt. liczn.	linia kab. 0,1 km, linia nap. - 0 km, złącze kabl. SN - 1 szt, słup SN - 0 szt., inne - 0 szt.



Pozycja w planie	Gmina	Zakres rzeczowy	
		Przyłącze	Rozbudowa sieci
376	Płock		Linia kab. 0 km, linia nap. - 0 km. złącze kabł. SN - 0 szt., słup SN - 0 szt., inne -1 szt.
377	Płock	przyłącze nap. 0 km /1 szt. /1szt. liczn.	linia kab. - 0,17 km, linia nap. - 0,2 km, złącze kabł. SN - 2 szt., słup SN - 2 szt., inne - 1 szt.
463	Płock	przyłącze kabł. 0,1 km /11 szt. / 11 szt. liczn., przyłącze nap. 0 km / 5 szt. / 5 szt. liczn.	linia kab. - 3,97 km, linia nap. - 1,1 km, złącze kabł. SN -12 szt., słup SN - 3 szt., inne - 2 szt.
489	Płock		Dobudowana 10 pól rozdzielni SN w GPZ Przemysłowa
308	Płock	Przyłącze kabł. 1,31 km /81 szt. /75 szt. liczn., przyłącze nap. 0,213 km /8szt. / 8 szt. liczn.	linia kab. - 5,125 km, linia nap. -0,860 km, stacja SN/nN-6szt.
309	Płock	Przyłącze kabł. 1,31 km /81 szt. / 75 szt. liczn., przyłącze nap. 0.213 km ; 8 szt. 16 szt. liczn.	linia kab. - 5,125 km, linia nap. - 0,860 km, stacja SN/nN-6szt.
310	Płock	przyłącze kabł 1,31 km /81 szt / 75 szt. liczn., przyłącze nap. 0,213 km /8szt. / 8 szt. liczn.	linia kab. - 5.125 km, linia nap. -0.860 km, stacja SN/nN - 6 szt.
311	Płock	przyłącze kabł. 1,31 km /81 szt. / 75 szt. liczn , przyłącze nap. 0,213 km /8szt. /8szt. liczn.	linia kab. - 5,125 km, linia nap. - 0,860 km, stacja SN/nN - 6 szt.
312	Płock	przyłącze kabł 1.31 km 81 szt. /75 szt liczn., przyłącze nap. 0,213 km /8szt. / 8 szt. liczn.	linia kab. - 5,125 km, linia nap. - 0,860 km, stacja SN/nN - 6 szt.
313	Płock	przyłącze kabł. 1,31 km /81 szt. / 75 szt liczn., przyłącze nap 0.213 km /8szt. / 8 szt. liczn.	linia kab. - 5,125 km. linia nap. -0,860 km. stacja SN/nN - 6 szt.
314	Płock	przyłącze kabł. 1,31 km /81 szt. / 75 szt. liczn., przyłącze nap. 0,213 km /8szt. /8szt liczn.	linia kab. - 5,125 km, linia nap. - 0,860 km, stacja SN/nN - 6 szt.
439	Płock	przyłącze kabł. 2,24 km /173 szt. /160 szt. liczn., przyłącze nap. 0,287 km /13 szt. /13 szt. liczn.	linia kab. -11.957 km, linia nap. -1,476 km, stacja SN/nN -12 szt.
440	Płock	przyłącze kabł. 2.24 km /173 szt. /160 szt liczn., przyłącze nap. 0,287 km /13 szt. /13 szt. liczn.	linia kab. - 11,957 km. linia nap. -1,476 km. stacja SN/nN-12 szt.
441	Płock	przyłącze kabł. 2,24 km /173 szt. /160 szt. liczn.. przyłącze nap. 0,287 km /13 szt. /13 szt. liczn.	linia kab. -11,957 km, linia nap. -1,476 km, stacja SN/nN -12 szt.
490	Płock		Transformatory SN/nN -26 szt.

Źródło: ENERGA Operator S.A.

6.6 Ocena stanu zaopatrzenia w energię

Elektroenergetyczne systemy dystrybucyjne na obszarze Płocka są powiązane z Krajową Siecią Przesyłową w stacjach elektroenergetycznych: Podolszyce i Płock, przy czym ta ostatnia zlokalizowana jest poza granicami administracyjnymi miasta, w jego bezpośrednim sąsiedztwie. Obecność na obszarze miasta dużego źródła wytwórczego, powiązanego z systemami rozdzielczymi WN i SN stwarza korzystne uwarunkowania, z punktu widzenia zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej dla odbiorców końcowych na rozpatrywanym terenie. Oprócz jednostek wytwórczych zainstalowanych w EC PKN ORLEN S.A., najbliższymi źródłami systemowymi przyłączonymi do Krajowej Sieci Przesyłowej są: Elektrownia Bełchatów o mocy osiągalnej 5380 MW oraz jednostki wytwórcze Zespołu Elektrowni Pątnów Adamów Konin o łącznej mocy osiągalnej 1624 MW. Jak z powyższego wynika możliwości jednostek wytwórczych przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego są zasadniczo wystarczające z punktu widzenia zasilania obszaru Płocka i jego okolic, nawet pomijając fakt, że Krajowa Sieć Przesyłowa w normalnym układzie pracy jest w stanie zapewnić zasilanie obszaru także z jednostek wytwórczych zainstalowanych w większym oddaleniu a nawet poza granicami kraju.

W tej sytuacji kluczowe znaczenie dla poprawy jakości pracy systemu elektroenergetycznego w centralnej części Polski, którego obecna struktura w województwie mazowieckim może powodować zagrożenia dostaw energii elektrycznej dla niektórych odbiorców w tym regionie, będą miały wcześniej opisane zadania inwestycyjne kontynuowane przez Operatora Systemu Przesyłowego, których kompleksowa realizacja zapewni niezawodne dostawy energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców w regionie. Sytuacja w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na terenie Płocka ulegnie dalszej poprawie po uruchomieniu nowej jednostki wytwórczej PLO 4-01 o mocy elektrycznej osiągalnej ok. 600 MW w elektrociepłowni PKN ORLEN S.A., co jest planowane na dzień 01.02.2017 r.

Ogólny stan techniczny urządzeń elektroenergetycznych zasilających teren Gminy Miasta Płock oceniany jest jako dobry. Sieć elektroenergetyczna na terenie Płocka jest w stanie technicznym ogólnie dobrym. Sieć ENERGA Operator SA eksploatowana jest zgodnie z obowiązującymi przepisami i procedurami. Na bieżąco prowadzone są prace remontowo-modernizacyjne, polegające w głównej mierze na wymianie wyeksploatowanych urządzeń na nowe, co zmniejsza możliwość wystąpienia awarii. Biorące udział w zasilaniu obszaru miasta stacje GPZ 110 kV/SN pracują w układzie pierścieniowym, z możliwością wielostronnego zasilania. Na przedmiotowym terenie zlokalizowanych jest, w bliskiej odległości do siebie, siedem głównych punktów zasilających, tj. rozdzielnie 110 kV/SN: GPZ Gulczewo, GPZ Podolszyce, GPZ Maszewo, GPZ Przemysłowa, GPZ Radziwie, GPZ Góry, GPZ FMŻ. Dzięki temu w przypadku planowanych obiektów ze zwiększonymi wymaganiami zasilania istnieje możliwość ich zasilania na napięciu 15 kV z niezależnych źródeł. Miejskie ciągi linowe SN są stosunkowo krótkie, wzajemnie się rezerwują, co przekłada się m.in. na ich większą niezawodność i ograniczenie braku zasilania w przypadku wystąpienia awarii. Tym niemniej należy zauważyć, że w przypadku większości wymienionych stacji (za wyjątkiem GPZ Przemysłowa i GPZ Maszewo), nie ma możliwości przejęcia obciążenia przez jeden z transformatorów z dopuszczalnym przeciążeniem o 20%. W tej sytuacji wyłączenie awaryjne, w szczególności transformatora o większej mocy znamionowej, może skutkować ko-

niecznością wprowadzenia ograniczeń w dostawie energii do klientów ENERGA Operator SA w przypadku braku możliwości pokrycia zapotrzebowania mocy za pomocą sieci SN. Powyższa sytuacja może powodować również wzrost kosztów eksploatacji obiektów, np. w przypadku gdy ze względu na duże obciążenie stacji zajdzie konieczność wykonywania prac konserwacyjnych w dni wolne od pracy. Osobnym zagadnieniem jest problem rezerwowania stacji jednotransformatorowej 110/15 kV Płock Góry, gdzie przywrócenie zasilania w przypadku awarii transformatora lub linii 110 kV może wymagać znaczącej liczby przełączników w sieci SN. Ponieważ poprawę sytuacji w opisanym zakresie można uzyskać jedynie poprzez inwestycje, takie jak wymiana transformatorów na jednostki o większej mocy znamionowej lub budowa nowych stacji 110/15kV, należy oczekiwać, że operator systemu dystrybucyjnego podejmie samodzielnie stosowne decyzje w tym zakresie, przy uwzględnieniu zasad rachunku ekonomicznego. Aktualny plan rozwoju OSD przewiduje działania w tym zakresie w odniesieniu do GPZ Góry.

Główne inwestycje ENERGA Operator S.A. w ostatnich latach oprócz działań mających na celu przyłączenie nowych odbiorców lub wynikających ze wzrostu zapotrzebowania, były też ukierunkowane na poprawę jakości dostaw. Jako przykład można wskazać wymianę kabli w izolacji z polietylenu niesieciowanego na kable w izolacji z polietylenu usieciowanego, których w ostatnich czterech latach na terenie Płocka wymieniono 11,9 km, zwiększenie automatyzacji w sieci SN z zabudową rozłączników zdalnie sterowanych oraz modernizację urządzeń WN i SN. Powyższe pozwala uznać, że obszar Gminy Miasta Płock jest dobrze zabezpieczony pod względem elektroenergetycznym celem zapewnienia mocy na tym obszarze. Sukcesywnie, w miarę wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, na obszarze miasta planowana jest rozbudowa sieci elektroenergetycznej na napięciu SN i nN wraz z przyłączami do sieci zgodnie z Planem Rozwoju na lata 2014-2019 jak również rozbudowa i modernizacja sieci WN oraz budowy nowych stacji. Potrzeby rozwoju sieci elektroenergetycznej wynikają wprost z potrzeb elektroenergetycznych miasta i jego mieszkańców. Ponieważ wzrost zapotrzebowania na usługi dystrybucji energii elektrycznej kreuje potrzeby w zakresie rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej, konieczna jest realizacja permanentnych procesów planowania energetycznego i przestrzennego, w tym terminowa aktualizacja założeń do planów zaopatrzenia w celu następnej aktualizacji i dostosowania planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

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 sieci PKN ORLEN SA, będącego operatorem systemu dystrybucyjnego o znaczeniu lokalnym.

Na podstawie § 41 ust. 3 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 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 Płocka kształtowały się zgodnie z zamieszczoną poniżej tabelą, w której zamieszczono wskaźniki przerw w zasilaniu dla obszarów działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych w 2014 r.

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.

Tabela 6-11 Wskaźniki niezawodności zasilania w 2013 r.

Lp.	Wyszczególnienie	Jedn.	ENERGA Operator S.A.	PKP ENERGETYKA S.A.	PKN ORLEN S.A.
1.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej (SAIDI - nieplanowane)	min.	198,30	19,24	9,219
2.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej z katastrofalnymi (SAIDI – nieplanowane z katastrofalnymi)	min.	203,70	22,62	0,000
3.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej długiej i bardzo długiej (SAIDI - planowane)	min.	58,40	8,58	18,25
4.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich (SAIFI - nieplanowane)	szt.	3,14	0,10	0,016
5.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich z katastrofalnymi (SAIFI - nieplanowane z katastrofalnymi)	szt.	3,15	0,14	0,000
6.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw planowych długich i bardzo długich (SAIFI - planowane)	szt.	0,39	0,05	0,063
7.	Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)	szt.	7,53	0,03	0,000
8.	Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (suma WN, SN i nN)	szt.	3 036 404	43 340	64

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENERGA Operator SA, PKP ENERGETYKA S.A. i PKN ORLEN S.A.

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. Krajowy Operator Systemu Dystrybucyjnego na przestrzeni ostatnich lat oferuje wskaźniki czasu trwania i częstotliwości przerw często o rząd wielkości lepsze niż znaczący lokalni operatorzy eksploatujący rozległe systemy dystrybucyjne. Generalnie wskaźniki niezawodności osiągnęte przez niewielkich operatorów lokalnych dobrze świadczą o jakości operatywnego zarządzania systemem, jak również o technicznych możliwościach rezerwowania systemów. Wydaje się zatem, że w przypadku realizacji obiektów położonych w sąsiedztwie obszaru ich działania, warto brać pod uwagę zasianie z sieci tych operatorów w miarę oferowanych przez te przedsiębiorstwa rezerw możliwości dystrybucyjnych.

7. System zaopatrzenia w gaz ziemny

Na terenie Gminy Miasto Płock funkcjonuje system zaopatrzenia odbiorców w gaz ziemny wysokometanowy rozprowadzany przez:

- Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ - SYSTEM S.A. Oddział w Rembelszczyźnie – w zakresie sieci i stacji wysokiego ciśnienia,
- Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie – w zakresie sieci i stacji gazowych średniego i niskiego ciśnienia.

Ponadto na omawianym terenie działa spółka PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. zajmująca się handlową obsługą w zakresie sprzedaży gazu ziemnego.

7.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (OGP GAZ-SYSTEM S.A.)

Spółka powstała 16 kwietnia 2004 r. jako PGNiG - Przesył Sp. z o.o. 100% udziałów w Spółce objęło Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. W dniu 30 czerwca 2004 r. Prezes URE udzielił GAZ-SYSTEM S.A. koncesji na przesyłanie i dystrybucję gazu na lata 2004-2014, a w dniu 23 sierpnia 2010 r. przedłużył koncesję na przesyłanie paliw gazowych do dnia 31 grudnia 2030 r. Dnia 1 lipca 2005 r. Prezes URE wydał decyzję, na mocy której firma uzyskała status operatora systemu przesyłowego na okres 1 roku. W dniu 18 września 2006 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników dokonało przekształcenia ze spółki z ograniczoną odpowiedzialnością w Spółkę Akcyjną. Dzięki temu możliwe było wyznaczenie spółki na operatora systemu przesyłowego na dłuższy okres. Prezes URE podjął decyzję w tej sprawie 18 grudnia 2006 r. i wyznaczył GAZ-SYSTEM S.A. operatorem gazowego systemu przesyłowego do 1 lipca 2014 r. Z dniem 13 października 2010 r. GAZ-SYSTEM S.A. został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego do końca 2030 r.

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG Sp. z o.o.)

W dniu 1 lipca 2013 r. nastąpiło formalne połączenie spółek gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG. W miejsce dotychczasowych 6 operatorów dystrybucyjnych i spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. utworzono jedną spółkę pod nazwą PGNiG SPV4 Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Następnie 12 września 2013 r. zmieniła się nazwa spółki na Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Skonsolidowana spółka funkcjonuje w oparciu o 6 oddziałów zlokalizowanych w siedzibach dotychczasowych spółek, tj. w Gdańsku, Poznaniu, Warszawie, Wrocławiu, Tarnowie i Zabrze. Proces ten jest bezpośrednią konsekwencją przyjętej przez PGNiG SA w 2012 r. "Krótkoterminowej Strategii budowania wartości GK PGNiG do 2014 roku". Zmiana modelu dystrybucji z rozproszonego na zintegrowany znacznie podniesie efektywność operacyjną i kosztową tego segmentu, a tym samym przyczyni się do podniesienia efektywności w całej Grupie Kapitałowej PGNiG. Połączenie spółek pozwoli na wspólne i bardziej oszczędne zakupy, dokładnie planowane inwestycje, lepiej kontrolowane finanse i ujednolicenie procedur obsługi klienta.



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Obrót Detaliczny sp. z o.o. (PGNiG sp. z o.o.)

PGNiG Sp. z o.o. Obrót Detaliczny Oddział Sprzedaży zajmuje się sprzedażą gazu ziemnego na terenie działania PSG Sp. z o.o. Oddział w Warszawie. 1 lipca 2007 r. Grupa Kapitałowa PGNiG dokonała organizacyjnego i prawnego rozdzielenia swojej działalności, czyli technicznego przesylu gazu od jego sprzedaży, co było wynikiem realizacji zapisów ustawy Prawo Energetyczne. Zmiany te dotyczą rynku energetycznego wszystkich krajów UE, których celem jest wzrost konkurencyjności usług energetycznych. Spółka PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 r. Wydzielenie nowego podmiotu z obecnej struktury PGNiG S.A., podyktowane uwarunkowaniami prawnymi, jest jednym z czynników do pełnego uwolnienia rynku gazu w Polsce. W związku z wprowadzoną zmianą organizacyjną, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. przejmuje od PGNiG S.A. prawa i obowiązki wynikające z prowadzonej działalności w zakresie sprzedaży paliwa gazowego i handlowej obsługi klienta.

7.2 Charakterystyka systemu gazowniczego

Powiązania zewnętrzne

Gaz ziemny wysokometanowy do stacji redukcyjno-pomiarowych zlokalizowanych na terenie Gminy Miasto Płock doprowadzany jest dwoma gazociągami wysokiego ciśnienia (które są własnością OGP GAZ-SYSTEM S.A):

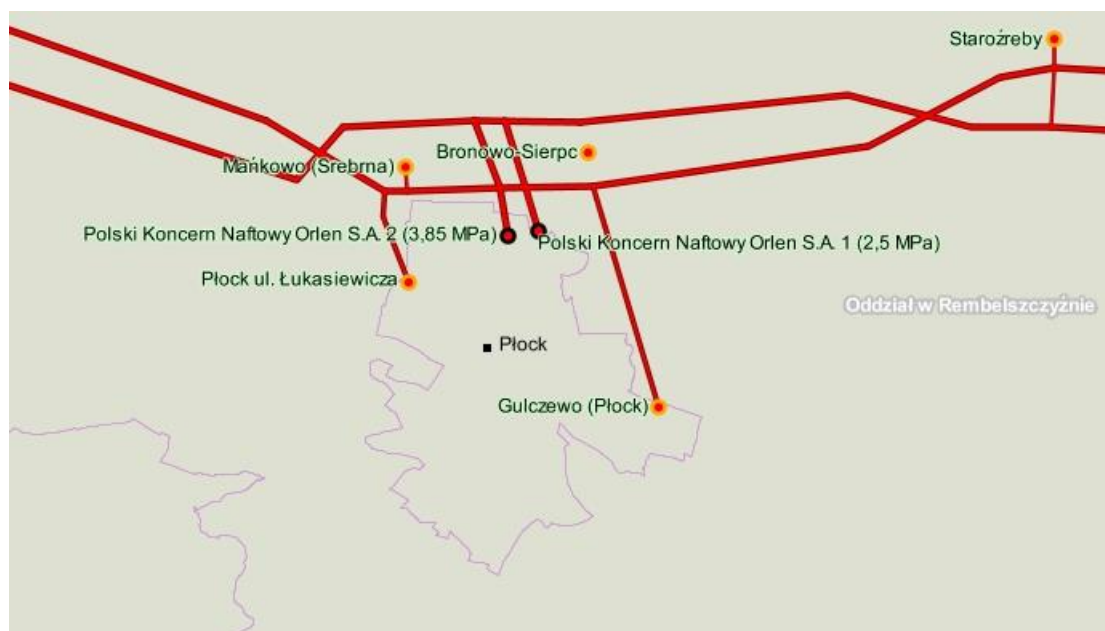
- DN100 – od strony wschodniej miasta do stacji „Gulczewo”,
- DN100 – od strony zachodniej miasta do stacji przy ul. „Łukasiewicza”,

z rurociągu DN500 relacji Warszawa-Włocławek.

Ponadto na teren Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN S.A., który prowadzi działalność gospodarczą głównie w zakresie produkcji paliw silnikowych w wyniku głębokiego przerobu ropy naftowej oraz produkcji szerokiego asortymentu produktów i półproduktów ropopochodnych (rafineryjnych i petrochemicznych), doprowadzony jest gaz ziemny wysokometanowy dwoma gazociągami wysokiego ciśnienia do stacji:

- Polski Koncern Naftowy Orlen S.A. 1 (2,5 MPa),
- Polski Koncern Naftowy Orlen S.A. 2 (3,85 MPa).

Rysunek 7-1 Gazociągi i stacje wysokiego ciśnienia



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Miejski system zaopatrzenia w gaz ziemny

Dystrybucją gazu ziemnego wysokometanowego na terenie Gminy Miasto Płock zajmuje się PSG Sp. z o.o., Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie.

Rozprowadzany na terenie gminy gaz ziemny wysokometanowy grupy E spełnia wymagania normy PN-C-04753 pt. „Gaz ziemny. Jakość gazu dostarczanego odbiorcom

z sieci rozdzielczej” oraz Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. 2010, Nr 133, poz. 891).

Teren Płocka, ze względu na zaopatrzenie w gaz, można podzielić na 2 strefy:

- na północ od rzeki Wisły, na której infrastruktura gazowa jest dobrze rozwinięta,
- na południe od rzeki Wisły, niezgazyfikowanej.

Łączna długość sieci gazowej w Płocku w 2013 r. wynosiła ok. 153 km, w tym ok. 2,7 km to sieć czynna przesyłowa.

Na miejską sieć gazową składają się głównie gazociągi rozdzielcze średniego ciśnienia o łącznej długości 150 km, zasilane z 2 stacji redukcyjno-pomiarowych pierwszego stopnia:

- SRP I° „Łukasiewicza” o przepustowości $Q = 3\,360\text{ m}^3/\text{h}$,
- SRP I° „Gulczewo” o przepustowości $Q = 5\,000\text{ m}^3/\text{h}$.

Łączna moc zainstalowana w stacjach daje możliwość zasilania odbiorników o mocy 344 MW.

Liczba czynnych przyłączy do budynków mieszkalnych i niemieszkalnych w 2013 r. wynosiła ok. 4,7 tys. szt., a ich łączna długość to ponad 70 km.

W tabeli poniżej zebrano informacje o sieci gazowej zlokalizowanej na terenie Gminy Miasto Płock w latach 2004-2013.

Tabela 7-1 Charakterystyka sieci gazowej na terenie Gminy Miasto Płock

Lata	Długość czynnej sieci ogółem	Długość czynnej sieci przesyłowej	Długość czynnej sieci rozdzielczej	Czynne przyłącza do budynków mieszkalnych i niemieszkalnych	
	m	m	m	m	szt.
2004	128 900	2 700	126 200	62 702	3 932
2005	129 700	2 700	127 000	63 002	3 965
2006	132 990	2 700	130 290	63 233	4 056
2007	137 979	2 700	135 279	65 936	4 319
2008	140 004	2 660	137 344	66 714	4 391
2009	142 669	2 720	139 949	67 521	4 476
2010	145 564	2 720	142 844	68 408	4 554
2011	147 821	2 720	145 101	69 098	4 619
2012	150 122	2 720	147 402	69 859	4 704
2013	152 869	2 720	150 149	70 586	4 784

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: otrzymanych informacji od PSG Sp. z o.o. Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie oraz zebranych danych ze strony internetowej www.stat.gov.pl; Bank Danych Lokalnych, Gospodarka komunalna

Na przestrzeni ostatnich 10 lat długość czynnej sieci gazowej wzrosła o ok. 15,7% (co daje ok. 2,4 km rocznie), natomiast liczba przyłączy wzrasta o ok. 17,8% (tj. 852 szt.), co daje rocznie ok. 85 przyłączy.

Mapę systemu gazowniczego zamieszczono w załączniku do opracowania.

7.3 Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu

Handlową obsługą w zakresie sprzedaży gazu ziemnego na terenie Gminy Miasto Płock zajmuje się PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Obecnie w Płocku z sieci gazowej korzysta ok. 78 tys. mieszkańców (patrz tabela poniżej), co stanowi ok. 64% wszystkich mieszkańców.

Systemem zaopatrzenia w gaz objęte są następujące osiedla Gminy Miasto Płock: Śródmieście, Skarpa, Dobrzyńska, Łukasiewicza, Dworcowa, Kochanowskiego, Międzytorze, Wyszogrodzka, Podolszyce Północne, Podolszyce Południowe, Imielnica, Borowiczki i Winiary.

Najliczniejszą grupę odbiorców w 2013 r. stanowiły gospodarstwa domowe ok. 31 tys., co stanowi 99,3% wszystkich odbiorców, następnie usługi, handel, przemysł i budownictwo oraz pozostali odbiorcy.

Na terenie Gminy Miasto Płock rocznie zużywa się ok. 18,8 mln m³ gazu. Największym odbiorcą są gospodarstwa domowe ok. 56,5%, następnie przemysł i budownictwo, usługi, handel i pozostali odbiorcy. Gospodarstwa domowe rocznie zużywają ok. 10,6 mln m³ gazu, w tym na ogrzewanie pomieszczeń ok. 7,7 mln m³ gazu.

W tabelach poniżej przedstawiono zużycie oraz liczbę odbiorców gazu zlokalizowanych na terenie Gminy Miasto Płock w poszczególnych grupach odbiorców w latach 2010-2013.

Tabela 7-2 Liczba odbiorców gazu sprzedawanego przez PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w latach 2010-2013 na terenie Gminy Miasto Płock

Rok	Liczba odbiorców gazu (wg stanu na dzień 31 grudnia)							Ludność korzystająca z sieci gazowej
	Ogółem łącznie z odbiorcami bez umowy	Gospodarstwa domowe		przemysł i budownictwo	usługi	handel	pozostali	
		ogółem	w tym ogrzew. miesz.					
2010	30 897	30 617	3 422	54	155	71	0	81 153
2011	30 975	30 681	2 866	55	164	75	0	80 808
2012	31 054	30 764	3 497	44	166	76	4	78 781
2013	31 319	31 093	3 511	46	106	73	1	78 261

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych danych od PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

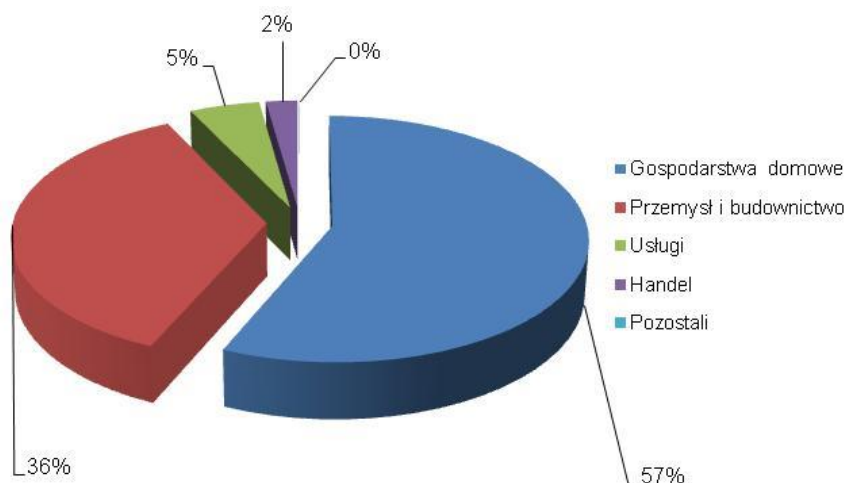
Tabela 7-3 Zużycie gazu przez odbiorców PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w latach 2010-2013 na terenie Gminy Miasto Płock

Rok	Zużycie gazu w ciągu roku w tys. m ³						
	Ogółem łącznie z odbiorcami bez umowy	Gospodarstwa domowe		przemysł i budownictwo	usługi	handel	pozostali
		ogółem	w tym ogrzew. miesz.				
2010	20 140,4	11 504,7	8 217,4	6 955,2	1 210,2	470,3	0,0
2011	25 949,0	17 649,8	6 828,5	6 745,7	1 128,0	425,5	0,0
2012	19 205,8	10 270,1	6 959,5	7 339,6	1 153,4	440,5	2,2
2013	18 818,3	10 639,9	7 661,4	6 815,9	939,2	421,1	2,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych danych od PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

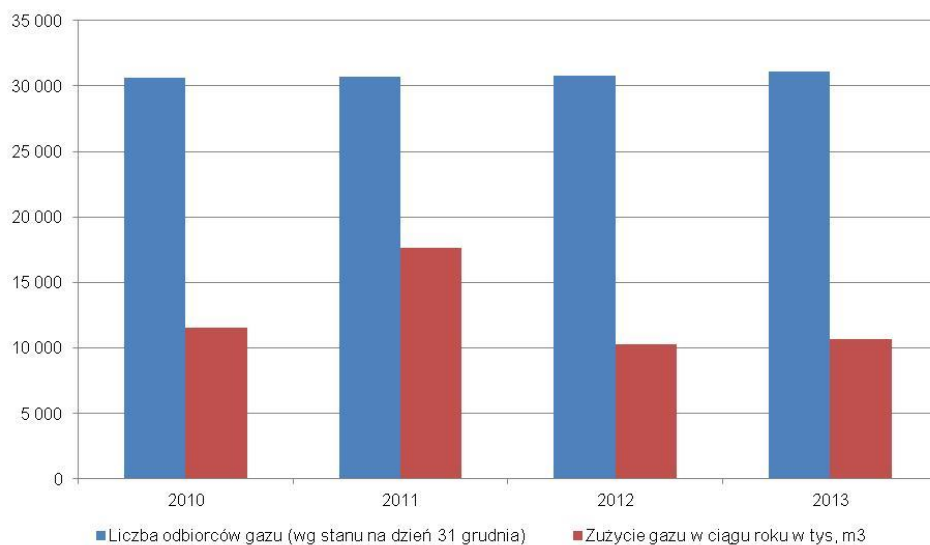
Na wykresie poniżej przedstawiono strukturę zużycia gazu przez poszczególne grupy odbiorców w Gminie Miasto Płock w 2013 r.

Wykres 7-1 Struktura zużycia gazu przez poszczególne grupy odbiorców w 2013 r.



Na poniższym wykresie pokazano skalę i strukturę zmian ilości odbiorców gazu i wielkości jego zużycia w gospodarstwach domowych w Gminie Miasto Płock w latach 2010-2013.

Wykres 7-2 Struktura zmian odbiorców gazu w gospodarstwach domowych i poziomu zużycia w latach 2010-2013



Przedstawione na wykresie powyżej dane dotyczące liczby odbiorców gazu w gospodarstwach domowych w Gminie Miasto Płock wskazują tendencję wzrostową (średniorocznie o ok. 0,4%). Natomiast roczne zużycie gazu na przestrzeni ostatnich lat przez gospodarstwa domowe w Płocku spadło i w 2013 r. wynosiło ok. 10,6 mln m³. Od 2011 r. zauważalny jest natomiast wzrost liczby gospodarstw ogrzewających mieszkania za pomocą gazu, co przekłada się również na wzrost zużycia gazu w tej grupie odbiorców tym okresie. Średniorocznie w gospodarstwie domowym w Płocku zużywa się ok. 342 m³ gazu.

7.4 Plany rozwoju przedsiębiorstw gazowniczych

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM S.A.

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

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie

Wg otrzymanych informacji od PSG sp. z o.o. Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie, obecnie prowadzone są prace modernizacyjne sieci gazowej na terenie Gminy Miasto Płock w ul. Bielskiej i Granicznej oraz budowa gazociągów w ul. Królewieckiej i obrębie Nowego Rynku.

Ponadto PSG sp. z o.o. posiada, wykonaną przez firmę zewnętrzną, koncepcję gazyfikacji lewobrzeżnej części Płocka wraz z Gminą Łąck, uwzględniającą 3 warianty przekroczenia rzeki Wisły. Obecnie trwają końcowe prace dotyczące analizy otrzymanych materiałów. Spółka planuje powołać Radę Techniczno-Ekonomiczną, której zadaniem będzie podjęcie, na podstawie przedstawionych przez Zakład w Ciechanowie materiałów, decyzji dotyczącej dalszych działań związanych z gazyfikacją przedmiotowego terenu. Realizacja projektu jw. przyczyni się w sposób istotny do poprawy jakości powietrza w Płocku i winien być traktowany przez Miasto jako projekt o znaczeniu priorytetowym.

Dodatkowo w zakresie planowania rozbudowy sieci rozdzielczej należy uwzględnić następujące zalecenia:

1. Podział terenu na działki winien gwarantować wykonanie indywidualnego przyłącza gazowego do budynku.
2. Należy zabezpieczyć trasy pod nową gazyfikację.
3. Warunki techniczne, jakim winny odpowiadać sieci gazowe określa: Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 26.04.2013 r. opublikowane w Dzienniku Ustaw z 4.06.2013 r. poz. 640. W przypadku zmiany powyższego rozporządzenia warunki techniczne, jakimi powinny odpowiadać sieci gazowe, muszą być zgodne z aktualnie obowiązującymi przepisami.
4. W liniach rozgraniczających dróg publicznych i niepublicznych należy zarezerwować trasy dla sieci gazowej.
5. Linia ogrodzeń winna przebiegać min. 0,5 m od gazociągu średniego ciśnienia oraz 3,0 m od gazociągów wysokiego ciśnienia.
6. Dla budownictwa jednorodzinnego szafki gazowe (otwierane na zewnątrz od strony ulicy) winny być lokalizowane w linii ogrodzeń, w pozostałych przypadkach w miejscu uzgodnionym z zarządzającym siecią gazową.
7. Gazociągi, które w wyniku modernizacji ulic i dróg znalazły się pod jezdnią, należy przenieść w pas drogowy poza jezdnię na koszt inwestora budowy.
8. Podczas prowadzenia prac modernizacyjnych ulic i dróg należy zabezpieczyć istniejące gazociągi przed uszkodzeniem przez ciężki sprzęt budowlany i samochody.

7.5 Ocena stanu istniejącego systemu zaopatrzenia w gaz ziemny

System gazowniczy jest systemem ogólnokrajowym. Ocena bezpieczeństwa zasilania gminy zależy w dużym stopniu od bezpieczeństwa krajowego w zakresie dostaw gazu przewodowego. System przesyłu gazu ziemnego do obszaru posiada rezerwy przepustowości, które są w stanie zaspokoić przyszłościowe zapotrzebowanie na gaz przewodowy przez odbiorców z terenu gminy.

System sieci gazowej znajdującej się na terenie Gminy Miasto Płock po prawobrzeżnej stronie rzeki Wisły stwarza możliwości zapewnienia dostawy gazu na cele socjalno-bytowe, grzewcze, technologiczne i inne. Swoim zasięgiem obejmuje następujące osiedla: Śródmieście, Skarpa, Dobrzyńska, Łukasiewicza, Międzytorze, Wyszogrodzka, Podolszyce Północne, Podolszyce Południowe, Imielnica, Borowiczki i Winiary. Jest to system sieci, który będzie ulegał systematycznej rozbudowie w ramach potrzeb, z zachowaniem podstawowych odległości od innych obiektów budowlanych, gazociągów wysokoprężnych i stacji redukcyjno-pomiarowych. Przewiduje się zwiększenie efektywności wykorzystania obecnej sieci gazowej na omawianym terenie, a źródłem rozbudowy mogą być istniejące sieci gazowe. Decyzja o dalszej rozbudowie sieci może zostać podjęta po zbadaniu zainteresowania potencjalnych odbiorców gazu. W przypadku pojawienia się nowych odbiorców gazu, warunki przyłączenia i odbioru gazu będą uzgadniane pomiędzy stronami. Ponadto będą zależały od uwarunkowań technicznych i ekonomicznych uzasadniających rozbudowę sieci. Warunki techniczne, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie określa Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. (Dz.U. 2013, poz. 640). W miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego dla sieci gazowych należy rezerwować trasy w obrębie linii rozgraniczających drogi publiczne i wewnętrzne. Gazociągi, które w wyniku modernizacji dróg i ulic znalazłyby się pod jezdnią należy przenieść w pas drogowy poza jezdnię. Istniejące gazociągi w trakcie prowadzenia prac budowlano-montażowych należy zabezpieczyć przed uszkodzeniem przez ciężki sprzęt budowlany i samochody.

PSG sp. z o.o. posiada ponadto koncepcję gazyfikacji lewobrzeżnej części Płocka wraz z Gminą Łąck.

Gazyfikacja lewobrzeżnej części Miasta jest kluczowa w kontekście ochrony powietrza.

Stacje redukcyjno-pomiarowe oraz gazociągi stanowią układy hermetycznie zamknięte i wyłączając stany awaryjne, nie zagrażają środowisku naturalnemu.

Wprowadzenie gazyfikacji sprzyja ochronie środowiska poprzez eliminację lokalnej emisji pyłów i toksycznych składników spalin.

8. Koncesje i taryfy na nośniki energii

Analiza cen energii przyjęta w niniejszym rozdziale obejmuje taryfy obowiązujące na dzień 15 kwietnia 2015 roku.

8.1 Taryfy dla ciepła

Na terenie Gminy Miasto Płock dystrybucją ciepła zajmuje się Fortum Power and Heat Polska sp. z o.o. z siedzibą w Płocku. Przedsiębiorstwo posiada aktualną taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr OWR-4210-44/2014/134/XIII-A/AŁ z dnia 4 grudnia 2014 r., obowiązującą od dnia 1 stycznia 2015 r., a ważną na okres jednego roku od dnia wprowadzenia jej do stosowania.

Źródłem zasilającym miejski system ciepłowniczy jest PKN ORLEN S.A. Ciepło systemowe wykorzystywane jest do ogrzewania pomieszczeń oraz dla potrzeb przygotowania ciepłej wody użytkowej. Odbiorcami ciepła są głównie użytkownicy budynków mieszkalnych jednorodzinnych i wielorodzinnych, obiektów użyteczności publicznej, przeznaczonych pod handel i usługi oraz przemysł.

Tabela poniżej 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
- statystyczne roczne zużycie ciepła 6 500 GJ
- nie uwzględniono ceny nośnika ciepła.

Dla zobrazowania poziomu kosztów ciepła ponoszonych przez odbiorcę za ogrzewanie pomieszczeń w kolejnej tabeli zestawiono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z wybranych systemów ciepłowniczych 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 zestawiono rosnąco wg uśrednionego kosztu łącznie u odbiorcy.

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

**Tabela 8-1 Wyciąg z taryf dla ciepła Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. oraz PKN ORLEN S.A. (w cenach brutto) dla Gminy Miasto Płock**

Przedsiębiorstwo energetyczne	Źródło	Grupa odbiorców		Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	stała	zmienna		
							zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ
Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o..	EC PKN ORLEN S.A.	A	Odbiorcy końcowi, do których ciepło dostarczane jest za pośrednictwem sieci ciepłowniczej Fortum w mieście Płocku; nośnik ciepła – gorąca woda	54 487,57	36,76	45,15	32 780,78	11,92	16,96	62,11
		B	Odbiorcy końcowi, do których ciepło dostarczane jest za pośrednictwem sieci ciepłowniczej Fortum w mieście Płocku oraz węzłów cieplnych Fortum; nośnik ciepła – gorąca woda	54 487,57	36,76	45,15	51 070,78	12,41	20,27	65,42
		C	Odbiorcy końcowi, do których ciepło dostarczane jest za pośrednictwem sieci ciepłowniczej Fortum w mieście Płocku oraz grupowych węzłów cieplnych Fortum; nośnik ciepła – gorąca woda	54 487,57	36,76	45,15	45 446,04	12,83	19,82	64,97

Tabela 8-2 Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu brutto ciepła u odbiorcy

Miasto	Przedsiębiorstwo energetyczne / Źródło	Uśredniony koszt w źródle	Uśredniony koszt za przesył	Uśredniony koszt u odbiorcy
		[zł/GJ]	[zł/GJ]	[zł/GJ]
Płock	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. / EC PKN ORLEN S.A.	45,15	16,96	62,11
Dąbrowa Górnicza	TAURON Ciepło Sp. z o.o. / EC Dąbrowa Górnicza	45,30	19,34	64,64
Tychy	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Tychach / EC Tychy	48,80	17,04	65,84
Bytom	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Bytomiu Sp. z o.o. / Fortum Bytom S.A.	54,77	14,95	69,72
Radom	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej "RADPEC" S.A. w Radomiu / Źródło własne Wydz. Grzewczego TC I oraz Wydz. Grzewczego TC II	47,06	24,04	71,10
Zabrze	Zabrzeńskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. / Fortum Zabrze S.A.	54,73	19,17	73,90

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła

Z przeprowadzonych analiz wynika, że najniższym uśrednionym kosztem wytworzenia ciepła w źródle, spośród rozpatrywanych przedsiębiorstw, charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom z obszaru Płocka wytworzone w EC PKN ORLEN, gdzie uśredniony koszt ciepła w źródle wynosi 45,15 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższym kosztem wytworzenia charakteryzuje się ciepło wytworzone przez Fortum Bytom S.A. (54,77 zł/GJ brutto).

Najniższy uśredniony koszt za przesył 1 GJ ciepła, spośród przedsiębiorstw energetycznych poddanych analizie, oferuje PEC Bytom S.A. ze źródła ciepła Fortum Bytom S.A. Uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła wynosi tam 14,95 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższy uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła oferowany jest klientom z terenu Radomia dla ciepła wytwarzanego i przesyłanego siecią ciepłowniczą RADPEC S.A., który wynosi 24,04 zł/GJ brutto.

Na całkowity koszt ciepła u odbiorcy składa się koszt wytworzenia ciepła oraz jego przesył do odbiorcy. Z powyższej analizy wynika, że najniższym poziomem uśrednionego kosztu ciepła u odbiorcy charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom z obszaru Płocka zaopatrywanych w ciepło wytworzone przez EC PKN ORLEN S.A. i przesyłanego siecią ciepłowniczą Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., które wynosi 62,11 zł/GJ brutto. Najwyższy uśredniony koszt ciepła u odbiorcy oferowany jest odbiorcom z obszaru Zabrze, wytworzonego przez Fortum Zabrze S.A. i przesyłanego siecią ciepłowniczą ZPEC Sp. z o.o., który wynosi 73,90 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.

Dla porównania z kosztami ciepła z systemów ciepłowniczych, obliczono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z kotłowni gazowej, zakładając poziom mocy zamówionej w wysokości 1 MW (grupa taryfowa W-6A, PSG Sp. z o.o. Oddział w Warszawie) i zużyciu 6 500 GJ/rok. Sprawność urządzenia przetwarzającego przyjęto na poziomie 85%, zaś wartość opałową

35,5 MJ/Nm³. Przy tak sformułowanych założeniach jednostkowy koszt ciepła z kotłowni gazowej kształtuje się na poziomie 74,69 zł/GJ brutto.

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

- koszty biomasy są wyliczone na podstawie średnich kosztów jej pozyskania i składowania;
- koszt gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnych taryf PGNiG S.A. oraz PSG Sp. z o.o. z dnia 17 grudnia 2014 r. Taryfy określają ceny gazu oraz stawki opłat za usługi przesyłowe, przy założeniu, że roczne zużycie gazu kształtuje się na poziomie 4 000 Nm³ (wg grupy taryfowej W-3.6);
- koszt ogrzewania energią elektryczną wyliczono dla domu jednorodzinnego o powierzchni 120 m² na podstawie aktualnej Taryfy ENERGA Operator S.A. Oddział w Płocku oraz ENERGA Obrót S.A. przy założeniu korzystania z taryfy G-12, zużycia rocznego na poziomie 9 600 kWh oraz 70% wykorzystywania energii w nocy i 30% w dzień;
- koszty zostały podane w kwotach brutto.

Tabela 8-3 Porównanie kosztów brutto energii cieplnej z różnych paliw (z uwzględnieniem sprawności urządzeń przetwarzających)

Nośnik energii	Cena paliwa	Wartość opałowa	Sprawność	Koszt ciepła
	zł/Mg	GJ/Mg	%	zł/GJ
węgiel groszek I/II	582,00	27,0	80%	26,94
węgiel orzech I/II	620,00	28,0	75%	29,52
węgiel kostka I/II	663,00	29,0	75%	30,48
odpady drzewne	470,00	12,0	80%	48,96
brykiet opałowy drzewny	730,00	19,5	75%	49,91
gaz ziemny (W-3.6 PSG)	2,0771*	35,5***	85%	68,83
olej opałowy ciężki C3	2 766,00	39,0	85%	83,44
energia elektryczna (G-12)	0,46**	-	-	129,03,
olej opałowy lekki	4 559,00	43,0	85%	124,73
gaz płynny	5 452,80	46,0	90%	131,71

Źródło: Opracowanie własne

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

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

Uśredniony koszt ciepła u odbiorcy pochodzący z miejskiego systemu ciepłowniczego Miasta Płock znajduje się na średnim poziomie w porównaniu z wyżej przedstawionymi nośnikami energii. Należy jednak zauważyć, że jest on niższy o ok. 10% w porównaniu z kosztem za ogrzewanie gazem ziemnym.

8.2 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 kryteriów takich jak: poziom napięcia sieci w miejscu dostarczenia energii, wartość mocy umownej, system rozliczeń, zużycie roczne energii i liczba stref czasowych. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 7 czerwca 2013 r. (tekst jednolity: Dz.U. 2013, poz. 1200) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. W celu dokonania obliczeń uśrednionych kosztów energii elektrycznej, do cen za dystrybucję doliczono ceny energii pochodzące ze spółek obrotu, które zostały wydzielone ze spółek dystrybucyjnych i są z nimi powiązane kapitałowo.

Działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na terenie Gminy Miasto Płock, w chwili obecnej, świadczy ENERGA Operator S.A. Oddział w Płocku. Spółka posiada aktualną taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej na rok 2015 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 16 grudnia 2014 r. o nr DRE-4211-56(7)/2014/2686/VII/WDR/TB. Taryfa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2015 r.

Sprzedażą energii elektrycznej na omawianym terenie zajmuje się ENERGA Obrót S.A. Ostatnia taryfa dla energii elektrycznej dla Odbiorców z grup taryfowych G obowiązująca od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2014 r. została zatwierdzona Decyzją Prezesa URE o nr DRE-4211-51(10)/2013/13857/VII/WDR/KGo z dnia 17 grudnia 2013 r.

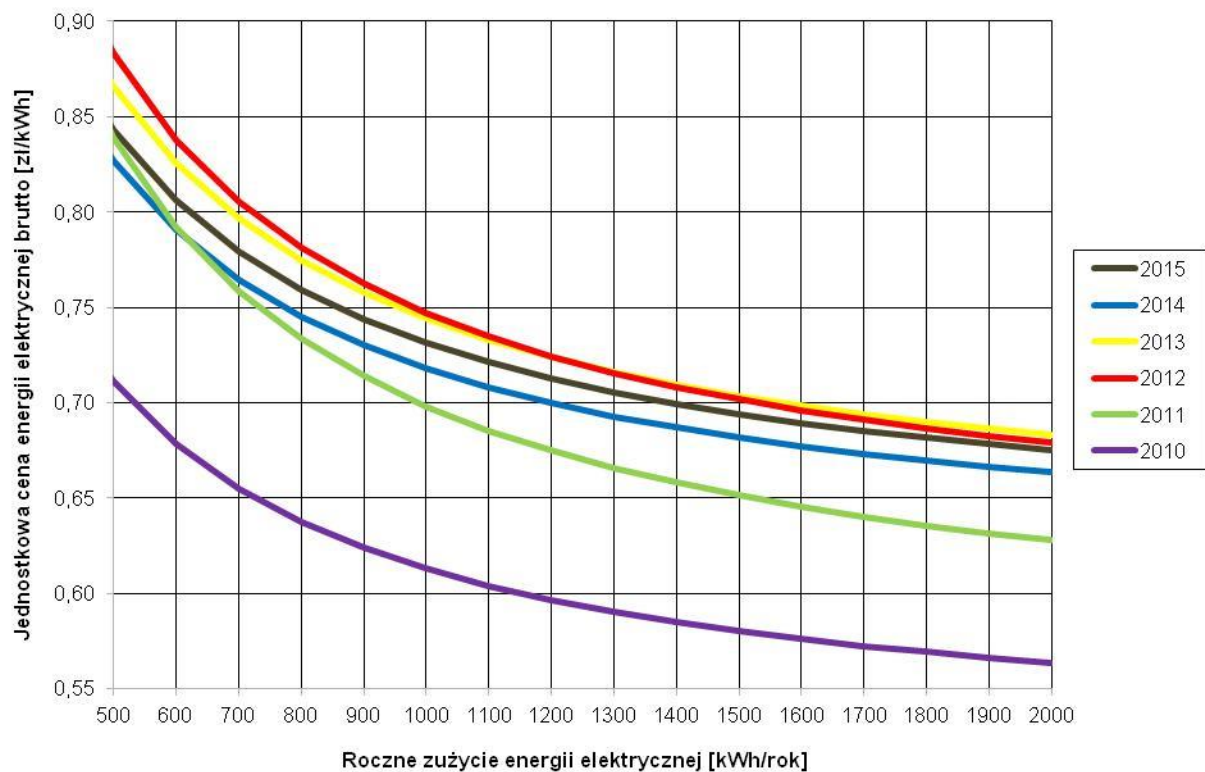
Na poniższym wykresie przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 (układ 1-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2010-2015 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych ENERGA Operator S.A. Oddział w Płocku oraz kupujących energię elektryczną ENERGA Obrót S.A.

Natomiast na kolejnym przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G12 (układ 3-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2010-2015 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych ENERGA Operator S.A. Oddział w Płocku oraz kupujących energię elektryczną od ENERGA Obrót S.A. Założono wykorzystanie energii na poziomie 70% w nocy i 30% w dzień.

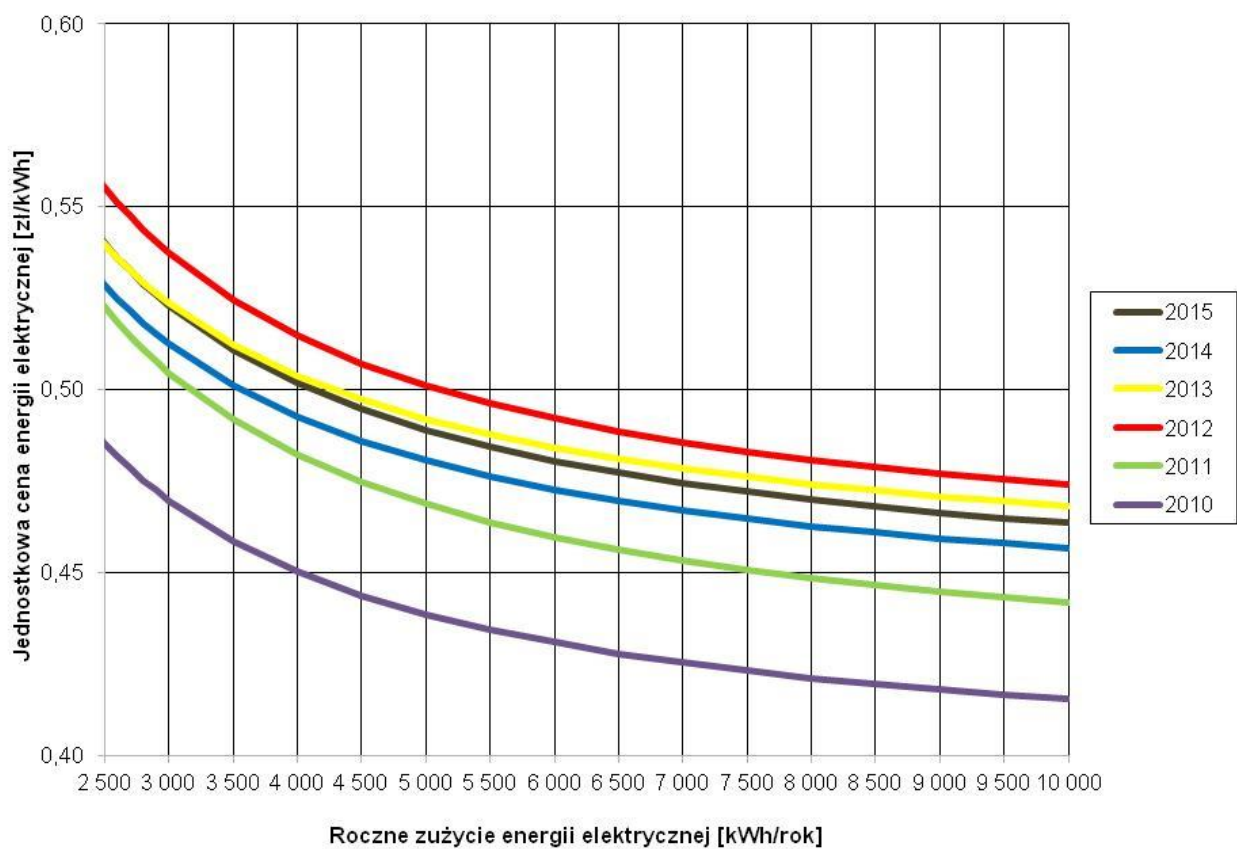
Obserwując poniższe wykresy można zauważyć w latach 2010-2012, zdecydowany lecz systematyczny wzrost jednostkowego kosztu energii elektrycznej. Następnie od 2013 r. obserwuje się spadek cen za energię elektryczną i ponowny wzrost od 2015 r.

Obniżka cen energii dla klientów indywidualnych związana jest ze spadkiem cen na rynku hurtowym i odwrotnie.

Wykres 8-1 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G11



Wykres 8-2 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G12

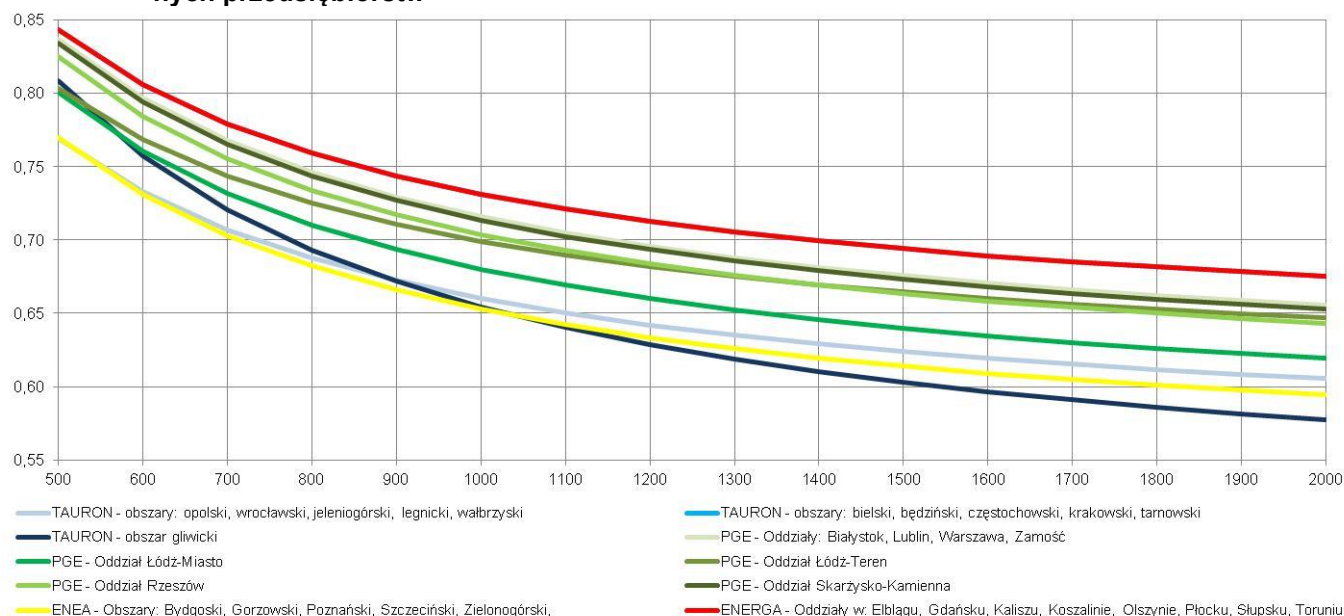


Koncesjonowaną działalność gospodarczą na omawianym terenie prowadzi również PKP Energetyka S.A. z siedzibą w Warszawie Łódzki Rejon Dystrybucji, w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo posiada aktualną taryfę dla energii elektrycznej 2015 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr DRE-4211-6(6)/2015/3158/XIV/JSz z dnia 17 marca 2015 r.

Ponadto wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną na terenie Gminy Miasto Płock zajmuje się PKN ORLEN S.A. Wytworzona energia zostaje sprzedana do sieci Operatora Systemu Elektroenergetycznego ENERGA Operator S.A. oraz do innych odbiorców zewnętrznych (m.in. Płocki Park Przemysłowo-Technologiczny oraz obiekty przyłączone do sieci Zakładu Produkcyjnego).

Poniżej przedstawiono porównanie jednostkowych kosztów energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 z wybranymi zakładami elektroenergetycznymi w kraju.

Wykres 8-3 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G11 na tle innych przedsiębiorstw



Jednostkowy koszt zakupu energii elektrycznej oferowany przez ENERGA Operator S.A. i ENERGA Obrót S.A. w grupie taryfowej G11 (kolor czerwony) jest na wysokim poziomie w porównaniu z prezentowanymi przedsiębiorstwami energetycznymi w kraju i w zależności od rocznego zapotrzebowania wynosi: na poziomie 500 kWh - 84 gr/kWh brutto, natomiast na poziomie 2 000 kWh - 68 gr/kWh brutto.

8.3 Taryfa dla paliw gazowych

Obecnie gaz ziemny dostarczany jest odbiorcom na terenie Gminy Miasto Płock przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie, która zajmuje się techniczną dystrybucją gazu, zaś handlową obsługą klientów zajmuje się PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Aktualną wysokość opłat za gaz ziemny wysokometanowy dla poszczególnych grup taryfowych przedstawiono w „Taryfie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 1” zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG-4212-46(20)/2014/652/VI/KS z dnia 17 grudnia 2014 r. oraz w „Taryfie nr 3 PSG Sp. z o.o. dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG-4212-49(10)/2014/22378/III/AIK/KGa z dnia 17 grudnia 2014 r.

Odbiorcy za dostarczone paliwo gazowe i świadczone usługi dystrybucji rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Kwalifikacja odbiorców do grup taryfowych dokonywana jest odrębnie dla każdego miejsca odbioru w oparciu m.in. o następujące kryteria: rodzaj paliwa gazowego, moc umowną, roczną ilość pobieranego paliwa gazowego oraz system rozliczeń. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. (Dz.U. 2013, poz. 820) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Opłata za dostarczony gaz stanowi sumę:

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

Zgodnie z postanowieniami Ustawy z dnia 6 grudnia 2008 roku o podatku akcyzowym (Dz. U. 2014, poz. 752), 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 sprzedaży paliwa gazowego przeznaczonego do celów opałowych przez gospodarstwa domowe. 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].

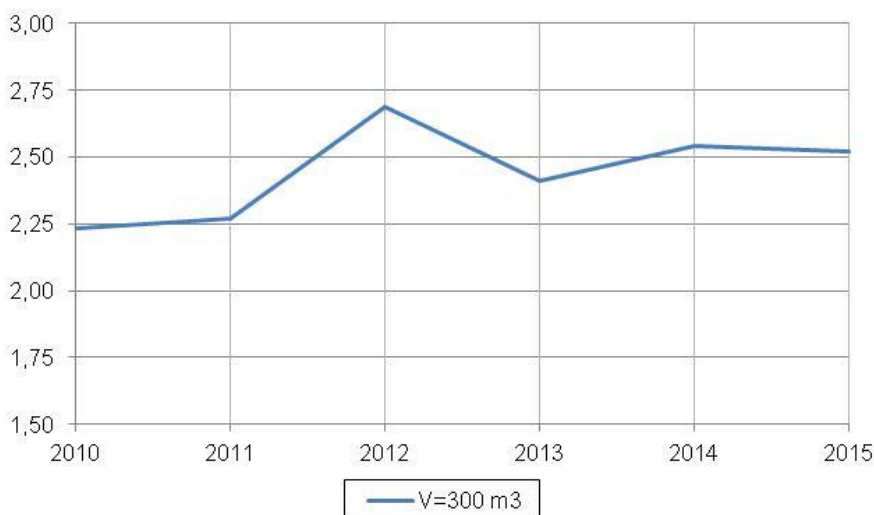
Ilość energii zawartej w paliwie gazowym stanowi iloczyn ilości paliwa gazowego [m^3] i współczynnika konwersji [kWh/m^3], który dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E wynosi $10,972 \text{ kWh}/\text{m}^3$.

Pomimo zmian jakie nastąpiły w ostatnim czasie, na wykresach poniżej (w celu porównania z wcześniejszymi latami) przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu w latach 2010-2015 w jednostkach objętości [$\text{zł}/\text{Nm}^3$].

Na poniższych wykresach przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu (w $\text{zł}/\text{Nm}^3$) od roku 2010 dla grup taryfowych W-1.1 do W-4 (dla gospodarstw domowych zwolnionych z akcyzy) dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w poszczególnych grupach.

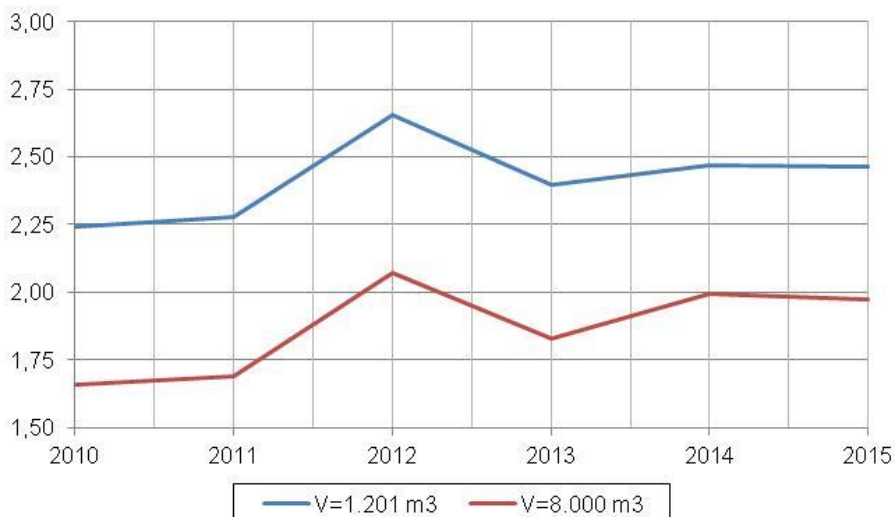
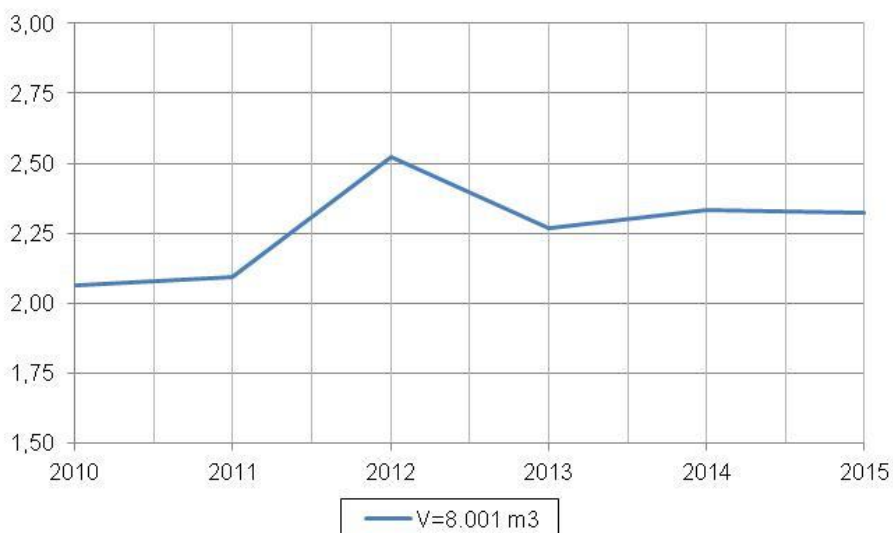
Wartości na wykresach uwzględniają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

Wykres 8-4 Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-1.1 [$\text{zł}/\text{Nm}^3$]



Wykres 8-5 Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-2.1 [$\text{zł}/\text{Nm}^3$]



Wykres 8-6 Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-3.6 [zł/Nm³]**Wykres 8-7 Jednostkowa cena zakupu gazu w taryfie W-4 [zł/Nm³]**

Powyższe wykresy odzwierciedlają obserwowany w ostatnich latach wzrost kosztów za paliwa gazowe. Wynika z nich, że jednostkowy koszt gazu w rozpatrywanym okresie wzrósł średnio o około 11% - od blisko 0,2% dla najniższego zużycia w grupie W-2.1 do około 19% dla najwyższego zużycia w grupie W-3.6. Należy zwrócić uwagę na fakt, że wzrost cen utrzymywał się do końca 2012 r. Następnie w 2013 r. obserwujemy spadek kosztów za paliwa gazowe i ponowny wzrost od początku 2014 r.

Kolejnym wnioskiem nasuwającym się po analizie powyżej przedstawionych wykresów jest zauważalna różnica w opłatach za gaz przez odbiorców, którzy znajdują się „na granicy” grup taryfowych - np. odbiorca będący w grupie taryfowej W-3.6 i zużywający rocznie 8 tys. Nm³ gazu zapłaci rocznie ok. 2,8 tys. zł mniej (brutto) niż odbiorca z grupy W-4 zużywający 8.001 Nm³ gazu. Zasadnym jest więc, aby odbiorcy gazu, którzy rocznie zużywają taką ilość gazu, że znajdują się „na granicy” grup taryfowych, dokładnie przeanalizowali swoje zużycie i jeżeli jest taka możliwość, tak je ograniczyli, by znaleźć się w niższej grupie taryfowej.

Na następnym wykresie pokazano zmiany jednostkowego kosztu gazu brutto dla kotłowni gazowej (moc zamówiona na poziomie 1 MW i roczne zużycie ciepła około 6 500 GJ), grupa taryfowa W-6A (wg ww. ustawy o podatku akcyzowym z przeznaczeniem na cele opałowe – stawka akcyzy wynosi 1,28 zł/GJ).

Wykres 8-8 Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-6A [zł/Nm³]



Również ten wykres obrazuje obserwowany w ostatnich latach wzrost kosztów za paliwa gazowe. Jednostkowy koszt gazu (w zł/Nm³) dla tego przypadku wzrósł w rozpatrywanym czasie o 26%. W 2013 r. cena gazu spadła, a następnie ponownie wzrosła od 2014 r.

Ponadto, na omawianym terenie, koncesjonowaną działalność gospodarczą prowadzi również Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-System S.A. z siedzibą w Warszawie, Oddział w Rembelszczyźnie. Spółka posiada aktualną taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 7 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr DRG-4212-58(11)/2014/6154/IX/JDo z dnia 17 grudnia 2014 r. Przez omawiany teren przebiegają gazociągi wysokiego ciśnienia należące do OGP GAZ-System S.A. Gaz dostarczany na terenie Gminy Miasto Płock należy do grupy E (wysokometanowy).

III. ANALIZY, PROGNOZY, PROPOZYCJE WARIANTOWE

9. Analiza kierunków rozwoju gminy - przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii

9.1 Wprowadzenie, metodyka prognozowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe

Celem niniejszej analizy 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 gminy.

W analizie uwzględniono:

- dokumenty planistyczne i strategiczne kraju i województwa (patrz rozdział 1. Podstawa prawna i zakres dokumentu),
- dokumenty planistyczne i strategiczne gminy (patrz rozdział 1. Podstawa prawna i zakres dokumentu),
- publikacje Głównego Urzędu Statystycznego,
- konsultacje z Urzędem Miasta Płock,
- materiały z innych źródeł (internet, prasa itp.).

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

Elementami, które bezpośrednio wpływają na rozwój Gminy Miasto Płock są:

- ➔ zmiany demograficzne uwzględniające zmiany w ilości oraz strukturze wiekowej i zawodowej ludności, migracja ludności;
- ➔ rozwój zabudowy mieszkaniowej;
- ➔ rozwój szeroko rozumianego sektora usług obejmującego m.in.:
 - działalność handlową, usługi komercyjne i komunikacyjne,
 - działalność kulturalną i sportowo-rekreacyjną,
 - działalność w sferze nauki i edukacji,
 - działalność w sferze ochrony zdrowia;
- ➔ rozwój przemysłu i wytwórczości;
- ➔ wprowadzenie rozwiązań komunikacyjnych umożliwiających dostęp do tworzonych centrów usługowych oraz ruch tranzytowy dla gminy;
- ➔ konieczność likwidowania zagrożeń ekologicznych.

Sporządzanie długoterminowych analiz i prognoz zapotrzebowania energii odgrywa ważną rolę w planowaniu budowy przyszłych jednostek wytwórczych oraz rozwoju sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Określenie przypadków maksymalnego zapotrzebowania stanowi ważny element zarządzania energetycznego. Zapotrzebowanie energii w danym czasie jest funkcją wielu czynników, tj.: temperatura zewnętrzna, niedawny stan pogody,

pora dnia, dzień tygodnia, sezony wakacyjne, warunki ekonomiczne itd. W znaczeniu długoterminowym należy ująć ogólny probabilistyczny poziom zapotrzebowania szczytowego na podstawie prognoz przyrostu gęstości zabudowy, 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, spowodowanym błędami prognoz rozwoju następujących czynników: wielkość populacji, przemiany technologiczne, warunki ekonomiczne, przeważające warunki pogodowe (oraz rozkład tych warunków), jak również z ogólną przypadkowością właściwą dla określonego zjawiska. Poszukiwana wielkość jest funkcją kilku rozpoznanych czynników czasowych, takich jak pora dnia, pora roku i okresy wakacyjne.

Istotnymi elementami niepewności, które należy uwzględnić w trakcie prognozowania są m.in.: określenie wielkości zapotrzebowania, ocena wpływu rozwoju technik energooszczędnych, programów wzrostu sprawności energetycznej. Wynikają z tego dwie kwestie: kiedy dany program wpłynie na wartość zapotrzebowania i w jakim stopniu wpłynie na zachowanie odbiorców. Okresowo elementem decydującym jest cena energii (nośników energii). Jeśli ceny energii wykazują w znaczącym stopniu ciągły wzrost, odbiorcy mogą być motywowani do odpowiedzialności za efektywność wykorzystania energii i chętniej przyłączą się do udziału w realizacji programów oszczędnościowych. Jeżeli konsekwentnie wprowadzi się opłaty zależne od pory dnia, większość odbiorców podejmie starania, aby zużyć jak najwięcej energii, w okresach o niższych cenach. Uwzględnienie modyfikacji zachowań odbiorców oddziaływać będzie również na trafność prognozy. Zastrzec należy, że prognozy długoterminowe zawsze obarczone są wyższym poziomem ryzyka. Tak więc trudność oceny wpływu przedsięwzięć oszczędnościowych wzrasta z wydłużeniem horyzontu czasowego prognozy.

W praktyce dla potrzeb opracowywanych gminnych projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe wysoce przydatna okazała się kompilacja metody scenariuszowej z metodą modelowania odbiorcy końcowego.

Bilansowanie potrzeb energetycznych Gminy Miasto Płock wynikających z rozwoju budownictwa mieszkaniowego oraz zagospodarowania nowych terenów pod rozwój strefy usług i aktywności gospodarczej przeprowadzono:

- dla pełnej chłonności tych terenów,

oraz dla dwóch okresów:

- do roku 2020,
- do roku 2030 – horyzont czasowy zgodnie z wymaganiami umowy.

9.2 Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii

9.2.1 Prognoza demograficzna

W latach 2008-2014 obserwuje się spadek liczby mieszkańców Gminy Miasto Płock średniorocznie o około 0,5%, co spowodowane jest w dużej mierze ujemnym przyrostem naturalnym. Gminę Miasto Płock w 2014 r. zamieszkiwało ok. 122,5 tys. osób.

Wg prognoz GUS w 2020 r. Płock zamieszkiwać będzie ok. 118,6 tys. osób, natomiast w okresie docelowym w 2030 liczba mieszkańców spadnie do ok. 110,6 tys. osób (ok. 10% spadek w porównaniu z stanem aktualnym).

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.

9.2.2 Rozwój zabudowy mieszkaniowej

Parametrami decydującymi o wielkości zapotrzebowania na nowe budownictwo mieszkaniowe są potrzeby nowych rodzin oraz zapewnienie mieszkań zastępczych w miejsce ewentualnych 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.

Na terenie Gminy Miasto Płock obserwuje się wysoki stopień intensywności rozwoju budownictwa mieszkaniowego, głównie jednorodzinne (co potwierdzają dane statystyczne z ostatnich lat). Zgodnie z obszarami wytypowanymi w Studium uwarunkowań, gmina dysponuje znaczącymi rezerwami obszarów pod zabudowę mieszkaniową o niskiej intensywności, przede wszystkim jednorodziną.

Dla budownictwa mieszkaniowego w gminie przewiduje się:

- wprowadzenie nowej zabudowy jednorodzinnej,
- obszary pod zabudowę wielorodzinną,
- działania zmierzające do restrukturyzacji i rewitalizacji istniejącej zabudowy,
- dogęszczanie istniejącej zabudowy mieszkaniowej z zapewnieniem ochrony wartości zabytkowych i kulturowych obszaru.

Zapotrzebowanie na ciepło występujące przy realizacji uzupełnienia ulic zabudową „plombową” redukowane będzie przez działania renowacyjne i modernizacyjne, w trakcie których dąży się m.in. do zminimalizowania potrzeb cieplnych. 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 wymienione zamierzenia. Związane jest to głównie z możliwościami finansowymi właścicieli budynków, a także Miasta - w przypadku własności komunalnej.

Z uwagi na fakt, że z terenami zabudowy mieszkaniowej ściśle związana jest sfera tzw. usług bezpośrednich, tj: usług handlu detalicznego, zakwaterowania, gastronomii, obsługi nieruchomości itp., przy prowadzeniu analiz opartych na zapotrzebowaniu na nośniki energii potrzeby tej grupy usług uwzględniono przy bilansowaniu potrzeb budownictwa mieszkaniowego.

Podstawą do wyznaczenia obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej, które generować mogą znaczny przyrost zapotrzebowania na energię, określenia chłonności tych obszarów, jak również szacowanego tempa zabudowy, było przeprowadzenie analizy przekazanych i aktualnie obowiązujących dokumentów strategicznych Gminy Miasto Płock tj.: Studium Uwarunkowań... oraz Strategii rozwoju..., obowiązujących mpzp, trendów rozwoju wynikających z danych GUS-owskich oraz materiały przekazane przez Urząd Miasta.

Do obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej, ze wskazaniem na rodzaj zabudowy w Gminie Miasto Płock zaliczamy:

- MW – obszary o dominującej funkcji mieszkaniowej wielorodzinnej (tereny projektowanej zabudowy mieszkaniowej o wysokiej intensywności),
- MN – obszary o dominującej funkcji mieszkaniowej jednorodzinnej (tereny projektowanej zabudowy mieszkaniowej o niskiej intensywności).

Dla określenia chłonności ww. obszarów przyjęto następujące założenia:

- intensywność zabudowy MW – 150 mieszkań/ha,
- intensywność zabudowy MN przy założonych wielkościach działek pod zabudowę 800 m².

Obserwując dynamikę zmian ilości mieszkań oddawanych do użytku w ostatnich latach przyjęto w wariantcie przyrostu zapotrzebowania, że możliwe przyspieszenie rozwoju zabudowy mieszkaniowej nie przekroczy 25% wzrostu w stosunku do wariantu zrównoważonego. Decydującym o tempie rozwoju budownictwa mieszkaniowego będzie popyt na mieszkania wynikający z zasobności mieszkańców.

Należy liczyć się więc również z możliwością wystąpienia spowolnienia tempa realizacji zabudowy mieszkaniowej. W wariantcie spadku zapotrzebowania, na podstawie przeprowadzonych analiz przyjęto, że spowolnienie to może doprowadzić do spadku ilości oddawanych mieszkań o 25%.

Znacząca rezerwa terenowa przewidywana pod budownictwo mieszkaniowe, zarówno dotycząca zabudowy jednorodzinnej, jak i wielorodzinnej, stanowi o trudności w jednoznacznym wskazaniu, które obszary i w jakim stopniu będą zagospodarowywane w analizowanym przedziale czasowym.

W poniższej tabeli zestawiono tereny przeznaczone pod rozwój zabudowy mieszkaniowej jedno- i wielorodzinnej, określone według przedstawionych powyżej materiałów. Ponadto przyjęto skalę zainwestowania na poszczególnych terenach rozwoju zabudowy mieszkaniowej w analizowanych przedziałach czasowych. Opracowane na podstawie dokumentów zestawienie terenów oraz skala zainwestowania zostały zweryfikowane przez jednostki organizacyjne Urzędu Miasta Płock.

Tabela 9-1 Obszary rozwoju oraz przewidywany stopień ich wykorzystania pod nową zabudowę mieszkaniową

Lp.	Ozn. na mapie	Szacunkowa powierzchnia terenu pod zabudowę [ha]	Szacunkowa ilość mieszkań przy pełnym wykorzystaniu terenów pod zabudowę	Szacunkowy stopień wykorzystania / zagospodarowania [%]		Szacunkowa ilość nowych mieszkań oddanych do użytku	
				Łącznie do 2020 r.	Łącznie w latach 2021-2030	Łącznie do 2020 r.	Łącznie w latach 2021-2030
1	MN1	46,4	377	6,5	2,5	24	9
2	MN2	42,9	349	6,5	2,5	23	9
3	MN3	10,3	83	6,5	2,5	5	2
4	MN4	15,0	122	6,5	2,5	8	3
5	MN5	62,9	511	6,5	2,5	33	13
6	MN6	20,6	168	6,5	23,5	11	39
7	MN7	36,8	299	6,5	23,5	19	70
8	MN8	4,2	34	6,5	2,5	2	1
9	MN9	14,1	115	6,5	23,5	7	27
10	MN10	16,3	133	6,5	23,5	9	31
11	MN11	2,0	16	6,5	2,5	1	0
12	MN12	13,9	113	6,5	2,5	7	3
13	MN13	2,8	23	6,5	2,5	1	1
14	MN14	2,3	19	6,5	2,5	1	0
15	MN15	5,2	42	6,5	2,5	3	1
16	MN16	10,7	87	6,5	2,5	6	2
17	MN17	55,4	450	6,5	2,5	29	11
18	MN18	14,5	118	6,5	2,5	8	3
19	MN19	11,0	89	6,5	2,5	6	2
20	MN20	2,3	19	6,5	2,5	1	0
21	MN21	2,3	18	6,5	2,5	1	0
22	MN22	8,2	67	6,5	2,5	4	2
23	MN23	10,0	82	6,5	2,5	5	2
24	MN24	24,7	200	6,5	33,5	13	67
25	MN25	13,2	107	6,5	33,5	7	36
26	MN26	6,7	54	6,5	2,5	4	1
27	MN27	13,9	113	6,5	2,5	7	3
28	MN28	27,7	225	6,5	23,5	15	53
29	MN29	8,2	67	6,5	2,5	4	2
30	MN30	4,2	34	6,5	33,5	2	11
31	MN31	3,6	29	6,5	33,5	2	10
32	MN32	1,2	10	6,5	33,5	1	3
33	MN33	40,7	331	6,5	2,5	21	8
34	MN34	20,4	166	6,5	33,5	11	56
35	MN35	6,5	53	6,5	33,5	3	18

Lp.	Ozn. na mapie	Szacunkowa powierzchnia terenu pod zabudowę [ha]	Szacunkowa ilość mieszkań przy pełnym wykorzystaniu terenów pod zabudowę	Szacunkowy stopień wykorzystania / zagospodarowania [%]		Szacunkowa ilość nowych mieszkań oddanych do użytku	
				Łącznie do 2020 r.	Łącznie w latach 2021-2030	Łącznie do 2020 r.	Łącznie w latach 2021-2030
36	MN36	19,4	157	6,5	33,5	10	53
37	MN37	21,7	177	6,5	33,5	11	59
38	MN38	12,3	100	6,5	2,5	6	2
39	MN39	10,6	86	6,5	2,5	6	2
40	MN40	3,6	29	6,5	2,5	2	1
41	MN41	2,9	24	6,5	2,5	2	1
42	MN42	6,7	54	6,5	2,5	4	1
43	MN43	16,6	135	6,5	2,5	9	3
44	MN44	17,1	139	6,5	2,5	9	3
45	MN45	25,9	210	6,5	33,5	14	70
46	MN46	2,6	21	6,5	33,5	1	7
47	MN47	11,8	96	6,5	2,5	6	2
48	MN48	5,4	44	6,5	33,5	3	15
49	MN49	15,9	129	6,5	2,5	8	3
50	MN50	4,6	37	6,5	2,5	2	1
51	MN51	16,3	133	6,5	2,5	9	3
52	MN52	3,1	25	6,5	2,5	2	1
53	MW1	99,0	14850	11	9	1634	1337
54	MW2	10,7	1611	0	7	0	113
55	MW3	16,4	2457	0	7	0	172
56	MW4	17,4	2613	10	50	261	1307
RAZEM GMINA MIASTO PŁOCK		921,0	27 848,3			2 305,4	3 657,5
Razem MN		777,5	6 317,3			410,6	729,7
Razem MW		143,5	21 531,0			1 894,8	2 927,8

Uwaga: Lokalizacja obszarów nowej zabudowy mieszkaniowej zaznaczona została na mapach z poszczególnymi systemami elektroenergetycznymi, które znajdują się w załączniku do opracowania

Z szacunkowych obliczeń wynika, że liczba mieszkań na terenach rozwoju pod zabudowę mieszkaniową przy pełnym ich wykorzystaniu może wynieść nawet około 27,8 tys., w tym w zabudowie jednorodzinnej ok. 23%.

Natomiast według ustaleń i uzgodnień jw. szacunkowa ilość nowych mieszkań oddanych do użytku do roku 2030 może wynieść około 6,0 tys. (w tym w zabudowie jednorodzinnej 19%), co stanowi o realnym wykorzystaniu tych terenów do 2030 r. w około 20%.

9.2.3 Rozwój zabudowy usługowej i aktywności gospodarczej

Rozwój sektora usług i aktywności gospodarczej realizowany winien być wielokierunkowo i obejmować m.in.:

- uzupełnienie zabudowy usługowej w poszczególnych rejonach miasta,
- rozszerzenie bazy usług kulturalnych i edukacyjnych,
- rozbudowę infrastruktury rekreacyjno-turystycznej,
- rozwój branży usługowo–komercyjnej,
- zagospodarowanie wolnych obszarów przemysłowych.

Do obszarów przewidywanych pod rozwój strefy usług i aktywności gospodarczej, ze wskazaniem na rodzaj zabudowy, w Gminie Miasto Płock zaliczamy:

- U/UC - obszar o dominującej funkcji usługowej (możliwość rozmieszczenia obiektów handlowych o powierzchni sprzedaży powyżej 2000 m²),
- PU - obszar o dominującej funkcji produkcyjno-usługowej,
- PU/E - obszar o dominującej funkcji produkcyjno-usługowej z możliwością lokalizacji urządzeń wytwarzających energię z konwencjonalnych i odnawialnych źródeł.

Podstawą do wyznaczenia ww. obszarów, które generować mogą znaczny przyrost zapotrzebowania na energię, określenia chłonności tych obszarów, jak również szacowanego tempa zabudowy, było przeprowadzenie analizy przekazanych i aktualnie obowiązujących dokumentów strategicznych Gminy Miasto Płock tj.: Studium Uwarunkowań... oraz Strategii rozwoju..., obowiązujących mpzp, trendów rozwoju wynikających z danych GUS-owskich oraz materiały przekazane przez Urząd Miasta Płock.

Przyjęte tempo rozwoju stanowić będzie wariant zrównoważony. Analizowane warianty tempa rozwoju – wzrostu i spadku zapotrzebowania, wg przeprowadzonej analizy, zakładać będą odpowiednio przyśpieszenie go o 25% lub spowolnienie go o 25% w stosunku do wariantu zrównoważonego.

W poniższej tabeli zestawiono tereny projektowanej zabudowy usługowej i produkcyjnej określone według przedstawionych powyżej materiałów. Ponadto na podstawie przeprowadzonych analiz, dla poszczególnych terenów rozwoju, w wyżej określonych przedziałach czasowych, przyjęto realny stopień zagospodarowania jako wariant zrównoważony. Opracowane na podstawie dokumentów zestawienie terenów oraz skala zainwestowania zostały zweryfikowane przez jednostki organizacyjne Urzędu Miasta.

Tabela 9-2 Obszary rozwoju zabudowy usługowej i aktywności gospodarczej oraz stopień ich zagospodarowania

Lp.	Ozn. na mapie	Szacunkowa powierzchnia terenu pod zabudowę [ha]	Szacunkowy stopień wykorzystania / zagospodarowania [%]		Szacunkowa powierzchnia obszaru pod zabudowę [ha]	
			do 2020 r.	2021-2030	do 2020 r.	2021-2030
1	U/UC1	15,6	100	0	14,0	0,0
2	U/UC2	5,8	100	0	5,2	0,0
3	U/UC3	2,9	100	0	2,6	0,0
4	U/UC4	25,9	0	50	0,0	11,7
5	U/UC5	49,8	0	50	0,0	22,4
6	U/UC6	13,0	10	90	1,2	10,5
7	PU1	35,0	50	50	15,8	15,8
8	PU2	9,0	10	10	0,8	0,8
9	PU/E3	176,0	15	65	23,8	103,0
RAZEM GMINA MIASTO PŁOCK		333,0			63,4	164,2
Razem U/UC		113,0			23,0	44,6
Razem PU		44,0			16,6	16,6
Razem PU/E		176,0			23,8	103,0

Uwaga: Lokalizacja obszarów nowej zabudowy usługowej i aktywności gospodarczej zaznaczona została na mapach z poszczególnymi systemami elektroenergetycznymi, które znajdują się w załączniku do opracowania

Z szacunkowych obliczeń wynika, że całkowita możliwa powierzchnia pod zabudowę usługową i aktywność gospodarczą może wynieść około 333 ha, w tym szacunkowa powierzchnia pod zabudowę:

- usługową z możliwością rozmieszczenia obiektów handlowych o powierzchni sprzedaży powyżej 2000 m² to ok. 34%,
- produkcyjno-usługową to ok. 13%,
- produkcyjno-usługowej z możliwością lokalizacji urządzeń wytwarzających energię z konwencjonalnych i odnawialnych źródeł to ok. 53%.

Natomiast według ustaleń i uzgodnień jw. szacunkowa powierzchnia obszaru pod zabudowę do roku 2030 może wynieść ok. 227,5 ha, co stanowi o realnym wykorzystaniu tych terenów do 2030 r. w około 68%. Zakłada się, że do 2030 r. szacunkowa powierzchnia pod zabudowę o funkcjach jw. będzie stanowiła odpowiednio: 30%, 15%, 55%.

9.3 Potrzeby energetyczne dla nowych obszarów rozwoju

Dla zbilansowania potrzeb energetycznych Gminy Miasto Płock, wynikłych z zagospodarowania nowych terenów, przyjęto określenie potrzeb energetycznych dla wytypowanych obszarów rozwoju:

- dla pełnej chłonności obszarów wytypowanych pod przewidywany sposób zagospodarowania
- do 2020,
- na lata 2021-2030 – okres docelowy.

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

- ➔ średnia powierzchnia użytkowa (ogrzewana) mieszkania realizowana w nowej zabudowie w okresie ostatnich lat na terenie Gminy Miasto Płock (wg danych GUS) na poziomie:
 - 70 m² – w zabudowie wielorodzinnej,
 - 150 m² - w zabudowie jednorodzinnej,
- ➔ nowe budownictwo będzie realizowane jako energooszczędne - wskaźnik jednostkowego zapotrzebowania mocy cieplnej na ogrzewaną powierzchnię użytkową mieszkania – wariant zrównoważony:
 - 70 W/m² – do roku 2017 – jako uśredniony wskaźnik dla budynku spełniającego wymagania ujęte w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. 2002, Nr 75, poz. 690 ze zm.),
 - 50 W/m² - od roku 2018 – wynikający z przewidywanego dążenia do podwyższenia klasy energetycznej budynku;
- ➔ 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 terenów inwestycyjnych (strefy usług i aktywności gospodarczej) przyjęto wskaźniki wg zapotrzebowania mocy cieplnej w zakresie 50-120 kW/ha.

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 terenów inwestycyjnych tzn. strefy usług i aktywności gospodarczej – wyłącznie na pokrycie potrzeb grzewczych.

Wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną wyznaczono:

- ➔ 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;
- ➔ zapotrzebowanie na energię elektryczną dla terenów inwestycyjnych (strefy usług i aktywności gospodarczej) wyznaczono wskaźnikowo wg przewidywanej powierzchni zagospodarowywanego obszaru i potencjalnego charakteru odbioru w zakresie 50-200 kW/ha.

Poniżej przedstawiono potencjalne potrzeby dla obszarów rozwoju, przy założeniu wariantu zrównoważonego. Prognozowane wielkości wyznaczono jako wielkości szczytowego zapotrzebowania na wszystkie nośniki energii liczone u odbiorcy, bez uwzględniania współczynników jednoczesności.

Z tabel poniżej wynika, że potrzeby energetyczne nowych obszarów rozwoju zabudowy mieszkaniowej wg prognozy na rok 2030 przedstawiają się w następujący sposób:

- zapotrzebowanie na ciepło – wynosi około 31 MW,
- zapotrzebowanie na gaz ziemny – wynosi ponad 5,4 tys. m³/h,
- zapotrzebowanie na energię elektryczną – w zakresie od 75-127 MW.

Natomiast potrzeby energetyczne strefy usług i aktywności gospodarczej wg prognozy na rok 2030 przedstawiają się następująco:

- zapotrzebowanie na ciepło – wynosi około 27 MW,
- zapotrzebowanie na gaz ziemny – wynosi ponad 3,3 tys. m³/h,
- zapotrzebowanie na energię elektryczną – wynosi około 46 MW.

Przedstawione poniżej wielkości potrzeb energetycznych określają potrzeby u odbiorcy.



Tabela 9-3 Potrzeby energetyczne dla obszarów rozwoju budownictwa mieszkaniowego dla wariantu zrównoważonego

Lp.	Ozn. na mapie	Zapotrzebowanie na															
		ciepło [MW]				gaz ziemny [m³/h]				energię elektryczną [MW]							
		dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030	dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030	min.				max.			
										dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030	dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030
1	MN1	3,47	0,23	0,09	0,31	518,5	33,7	13,0	46,7	4,71	0,31	0,12	0,42	8,01	0,52	0,20	0,72
2	MN2	3,21	0,21	0,08	0,29	479,7	31,2	12,0	43,2	4,36	0,28	0,11	0,39	7,41	0,48	0,19	0,67
3	MN3	0,77	0,05	0,02	0,07	114,8	7,5	2,9	10,3	1,04	0,07	0,03	0,09	1,77	0,12	0,04	0,16
4	MN4	1,13	0,07	0,03	0,10	168,0	10,9	4,2	15,1	1,53	0,10	0,04	0,14	2,60	0,17	0,06	0,23
5	MN5	4,71	0,31	0,12	0,42	703,2	45,7	17,6	63,3	6,39	0,42	0,16	0,58	10,86	0,71	0,27	0,98
6	MN6	1,54	0,10	0,36	0,46	230,5	15,0	54,2	69,1	2,09	0,14	0,49	0,63	3,56	0,23	0,84	1,07
7	MN7	2,76	0,18	0,65	0,83	411,7	26,8	96,7	123,5	3,74	0,24	0,88	1,12	6,36	0,41	1,49	1,91
8	MN8	0,31	0,02	0,01	0,03	46,9	3,1	1,2	4,2	0,43	0,03	0,01	0,04	0,73	0,05	0,02	0,07
9	MN9	1,06	0,07	0,25	0,32	157,8	10,3	37,1	47,3	1,43	0,09	0,34	0,43	2,44	0,16	0,57	0,73
10	MN10	1,22	0,08	0,29	0,37	182,5	11,9	42,9	54,8	1,66	0,11	0,39	0,50	2,82	0,18	0,66	0,85
11	MN11	0,15	0,01	0,00	0,01	22,4	1,5	0,6	2,0	0,20	0,01	0,01	0,02	0,35	0,02	0,01	0,03
12	MN12	1,04	0,07	0,03	0,09	155,6	10,1	3,9	14,0	1,41	0,09	0,04	0,13	2,40	0,16	0,06	0,22
13	MN13	0,21	0,01	0,01	0,02	31,3	2,0	0,8	2,8	0,28	0,02	0,01	0,03	0,48	0,03	0,01	0,04
14	MN14	0,17	0,01	0,00	0,02	25,7	1,7	0,6	2,3	0,23	0,02	0,01	0,02	0,40	0,03	0,01	0,04
15	MN15	0,39	0,03	0,01	0,03	57,6	3,7	1,4	5,2	0,52	0,03	0,01	0,05	0,89	0,06	0,02	0,08
16	MN16	0,80	0,05	0,02	0,07	119,9	7,8	3,0	10,8	1,09	0,07	0,03	0,10	1,85	0,12	0,05	0,17
17	MN17	4,15	0,27	0,10	0,37	619,5	40,3	15,5	55,8	5,63	0,37	0,14	0,51	9,57	0,62	0,24	0,86
18	MN18	1,08	0,07	0,03	0,10	162,0	10,5	4,0	14,6	1,47	0,10	0,04	0,13	2,50	0,16	0,06	0,23
19	MN19	0,82	0,05	0,02	0,07	123,0	8,0	3,1	11,1	1,12	0,07	0,03	0,10	1,90	0,12	0,05	0,17
20	MN20	0,17	0,01	0,00	0,02	25,7	1,7	0,6	2,3	0,23	0,02	0,01	0,02	0,40	0,03	0,01	0,04
21	MN21	0,17	0,01	0,00	0,02	25,1	1,6	0,6	2,3	0,23	0,01	0,01	0,02	0,39	0,03	0,01	0,03
22	MN22	0,61	0,04	0,02	0,06	91,7	6,0	2,3	8,2	0,83	0,05	0,02	0,07	1,42	0,09	0,04	0,13
23	MN23	0,75	0,05	0,02	0,07	112,2	7,3	2,8	10,1	1,02	0,07	0,03	0,09	1,73	0,11	0,04	0,16
24	MN24	1,85	0,12	0,62	0,74	275,8	17,9	92,4	110,3	2,51	0,16	0,84	1,00	4,26	0,28	1,43	1,70
25	MN25	0,99	0,06	0,33	0,39	147,2	9,6	49,3	58,9	1,34	0,09	0,45	0,54	2,27	0,15	0,76	0,91
26	MN26	0,50	0,03	0,01	0,05	74,9	4,9	1,9	6,7	0,68	0,04	0,02	0,06	1,16	0,08	0,03	0,10
27	MN27	1,04	0,07	0,03	0,09	154,9	10,1	3,9	13,9	1,41	0,09	0,04	0,13	2,39	0,16	0,06	0,22
28	MN28	2,07	0,13	0,49	0,62	309,6	20,1	72,8	92,9	2,81	0,18	0,66	0,84	4,78	0,31	1,12	1,43
29	MN29	0,61	0,04	0,02	0,06	91,7	6,0	2,3	8,2	0,83	0,05	0,02	0,07	1,42	0,09	0,04	0,13
30	MN30	0,31	0,02	0,11	0,13	46,9	3,1	15,7	18,8	0,43	0,03	0,14	0,17	0,73	0,05	0,24	0,29
31	MN31	0,27	0,02	0,09	0,11	40,2	2,6	13,5	16,1	0,37	0,02	0,12	0,15	0,62	0,04	0,21	0,25
32	MN32	0,09	0,01	0,03	0,04	13,4	0,9	4,5	5,4	0,12	0,01	0,04	0,05	0,21	0,01	0,07	0,08
33	MN33	3,05	0,20	0,08	0,27	454,8	29,6	11,4	40,9	4,13	0,27	0,10	0,37	7,03	0,46	0,18	0,63
34	MN34	1,53	0,10	0,51	0,61	228,0	14,8	76,4	91,2	2,07	0,13	0,69	0,83	3,52	0,23	1,18	1,41
35	MN35	0,49	0,03	0,16	0,19	72,7	4,7	24,3	29,1	0,66	0,04	0,22	0,26	1,12	0,07	0,38	0,45
36	MN36	1,45	0,09	0,49	0,58	216,4	14,1	72,5	86,6	1,97	0,13	0,66	0,79	3,34	0,22	1,12	1,34
37	MN37	1,63	0,11	0,55	0,65	243,0	15,8	81,4	97,2	2,21	0,14	0,74	0,88	3,75	0,24	1,26	1,50
38	MN38	0,92	0,06	0,02	0,08	137,0	8,9	3,4	12,3	1,25	0,08	0,03	0,11	2,12	0,14	0,05	0,19
39	MN39	0,79	0,05	0,02	0,07	117,9	7,7	2,9	10,6	1,07	0,07	0,03	0,10	1,82	0,12	0,05	0,16
40	MN40	0,27	0,02	0,01	0,02	40,2	2,6	1,0	3,6	0,37	0,02	0,01	0,03	0,62	0,04	0,02	0,06
41	MN41	0,22	0,01	0,01	0,02	32,4	2,1	0,8	2,9	0,29	0,02	0,01	0,03	0,50	0,03	0,01	0,05
42	MN42	0,50	0,03	0,01	0,05	74,9	4,9	1,9	6,7	0,68	0,04	0,02	0,06	1,16	0,08	0,03	0,10



Lp.	Ozn. na mapie	Zapotrzebowanie na															
		ciepło [MW]				gaz ziemny [m³/h]				energię elektryczną [MW]							
		dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030	dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030	min.				max.			
										dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030	dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030
43	MN43	1,24	0,08	0,03	0,11	185,7	12,1	4,6	16,7	1,69	0,11	0,04	0,15	2,87	0,19	0,07	0,26
44	MN44	1,28	0,08	0,03	0,12	191,3	12,4	4,8	17,2	1,74	0,11	0,04	0,16	2,95	0,19	0,07	0,27
45	MN45	1,94	0,13	0,65	0,77	288,9	18,8	96,8	115,6	2,63	0,17	0,88	1,05	4,46	0,29	1,50	1,79
46	MN46	0,19	0,01	0,07	0,08	29,1	1,9	9,7	11,6	0,26	0,02	0,09	0,11	0,45	0,03	0,15	0,18
47	MN47	0,88	0,06	0,02	0,08	131,9	8,6	3,3	11,9	1,20	0,08	0,03	0,11	2,04	0,13	0,05	0,18
48	MN48	0,40	0,03	0,14	0,16	60,4	3,9	20,2	24,1	0,55	0,04	0,18	0,22	0,93	0,06	0,31	0,37
49	MN49	1,19	0,08	0,03	0,11	177,7	11,6	4,4	16,0	1,61	0,10	0,04	0,15	2,75	0,18	0,07	0,25
50	MN50	0,34	0,02	0,01	0,03	51,4	3,3	1,3	4,6	0,47	0,03	0,01	0,04	0,79	0,05	0,02	0,07
51	MN51	1,22	0,08	0,03	0,11	182,4	11,9	4,6	16,4	1,66	0,11	0,04	0,15	2,82	0,18	0,07	0,25
52	MN52	0,23	0,02	0,01	0,02	34,7	2,3	0,9	3,1	0,31	0,02	0,01	0,03	0,54	0,03	0,01	0,05
53	MW1	63,86	7,02	5,75	12,77	11672,1	1283,9	1050,5	2334,4	185,63	20,42	16,71	37,13	315,56	34,71	28,40	63,11
54	MW2	6,93	0,00	0,48	0,48	1266,2	0,0	88,6	88,6	20,14	0,00	1,41	1,41	34,23	0,00	2,40	2,40
55	MW3	10,57	0,00	0,74	0,74	1931,2	0,0	135,2	135,2	30,71	0,00	2,15	2,15	52,21	0,00	3,65	3,65
56	MW4	11,24	1,12	5,62	6,74	2053,8	205,4	1026,9	1232,3	32,66	3,27	16,33	19,60	55,53	5,55	27,76	33,32
RAZEM GMINA MIASTO PŁOCK		150,8	11,9	19,3	31,2	2 5614,2	2 054,2	3 305,0	5 359,2	348,1	28,8	45,7	74,6	591,7	49,0	77,7	126,7
Razem MN		58,2	3,8	6,7	10,5	8 690,8	564,9	1 003,8	1 568,7	79,0	5,1	9,1	14,3	134,2	8,7	15,5	24,2
Razem MW		92,6	8,1	12,6	20,7	16 923,4	1 489,3	2 301,2	3 790,5	269,1	23,7	36,6	60,3	457,5	40,3	62,2	102,5

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ww. założeń

Tabela 9-4 Potrzeby energetyczne dla obszarów rozwoju zabudowy usługowej i aktywności gospodarczej dla wariantu zrównoważonego

Lp.	Ozn. na mapie	Zapotrzebowanie na											
		ciepło [MW]				gaz ziemny [m³/h]				energię elektryczną [MW]			
		dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030	dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030	dla pełnej chłonności	do 2020	2021-2030	docelowo do 2030
1	U/UC1	1,69	1,69	0,00	1,69	202,3	202,3	0,0	202,3	2,81	2,81	0,00	2,81
2	U/UC2	0,63	0,63	0,00	0,63	75,2	75,2	0,0	75,2	1,04	1,04	0,00	1,04
3	U/UC3	0,31	0,31	0,00	0,31	37,6	37,6	0,0	37,6	0,52	0,52	0,00	0,52
4	U/UC4	2,80	0,00	1,40	1,40	335,7	0,0	167,8	167,8	4,66	0,00	2,33	2,33
5	U/UC5	5,38	0,00	2,69	2,69	645,4	0,0	322,7	322,7	8,96	0,00	4,48	4,48
6	U/UC6	1,40	0,14	1,26	1,40	168,5	16,8	151,6	168,5	2,34	0,23	2,11	2,34
7	PU1	3,78	1,89	1,89	3,78	453,6	226,8	226,8	453,6	6,30	3,15	3,15	6,30
8	PU2	0,97	0,10	0,10	0,19	116,6	11,7	11,7	23,3	1,62	0,16	0,16	0,32
9	PU/E3	19,01	2,85	12,36	15,21	2281,0	342,1	1482,6	1824,8	31,68	4,75	20,59	25,34
RAZEM GMINA MIASTO PŁOCK		36,0	7,7	19,8	27,3	4 315,8	912,5	2 363,3	3 275,8	59,9	12,7	32,8	45,4
Razem U/UC		12,2	2,8	5,4	8,1	1 464,6	331,9	642,2	974,1	20,3	4,6	8,9	13,5
Razem PU		4,8	2,0	2,0	4,0	570,2	238,5	238,5	476,9	7,9	3,3	3,3	6,6
Razem PU/E		19,0	2,9	12,4	15,2	2 281,0	342,1	1 482,6	1 824,8	31,7	4,8	20,6	25,3

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ww. założeń

Dla oceny przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla Gminy Miasto Płock 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.

W kolejnych podrozdziałach przedstawiono wyniki oceny potrzeb energetycznych dla gminy na poziomie źródłowym, uwzględniając powyższe uwarunkowania oraz przewidywane scenariusze pokrycia zapotrzebowania, w tym zmiany sposobu pokrycia zapotrzebowania na ciepło.

Przewiduje się, że w ramach wahanja tempa zagospodarowywania obszarów rozwoju dla wariantu optymistycznego nastąpi wzrost o 20% w stosunku do wariantu zrównoważonego, natomiast w wariacie stagnacji rozwój ten będzie na poziomie 50% wariantu zrównoważonego.

9.4 Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło

9.4.1 Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło

Przyszłościowy bilans zapotrzebowania Gminy Miasto Płock na ciepło przeprowadzono przy uwzględnieniu:

- potrzeb cieplnych nowych odbiorców z terenu miasta dla zdefiniowanych w powyższych podrozdziałach wariantów rozwoju,
- przewidywanego tempa przyrostu zabudowy w wytypowanych okresach,
- pozostawienia bez zmian charakteru istniejącej zabudowy,
- przyjęcia, że działania termomodernizacyjne będą prowadzone w sposób ciągły, a ich skala oszacowana została wg trendu zmian zmniejszenia mocy cieplnej w węzłach Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. za lata 2012-2014, które wynosiło średnio 3,5 MW, co stanowi ok. 1,3% w skali roku w odniesieniu do zapotrzebowania mocy cieplnej po stronie odbiorców:
 - dla wariantu zrównoważonego na poziomie 1,3% średniorocznie do roku 2020, a w latach 2021-2030 0,65% dla zabudowy mieszkaniowej i 0,65% w skali roku do 2030 r. dla zabudowy usługowej i aktywności gospodarczej;
 - dla wariantu przyrostu zapotrzebowania na poziomie 0,65% średniorocznie do roku 2030 dla zabudowy mieszkaniowej i 0,65% w skali roku do 2030 r. dla zabudowy usługowej i aktywności gospodarczej;
 - dla wariantu stagnacyjnego na poziomie 1,3% średniorocznie do roku 2030 dla zabudowy mieszkaniowej i 1,3% w skali roku do 2030 r. dla zabudowy usługowej i aktywności gospodarczej.

Poniżej przedstawiono zestawienie bilansowe dla zrównoważonego wariantu rozwoju, uwzględniając zarówno przyjętą dynamikę rozbudowy nowych obszarów rozwoju, jak również zróżnicowane tempo zmian dla obiektów istniejących (np. tempo działań termomodernizacyjnych).

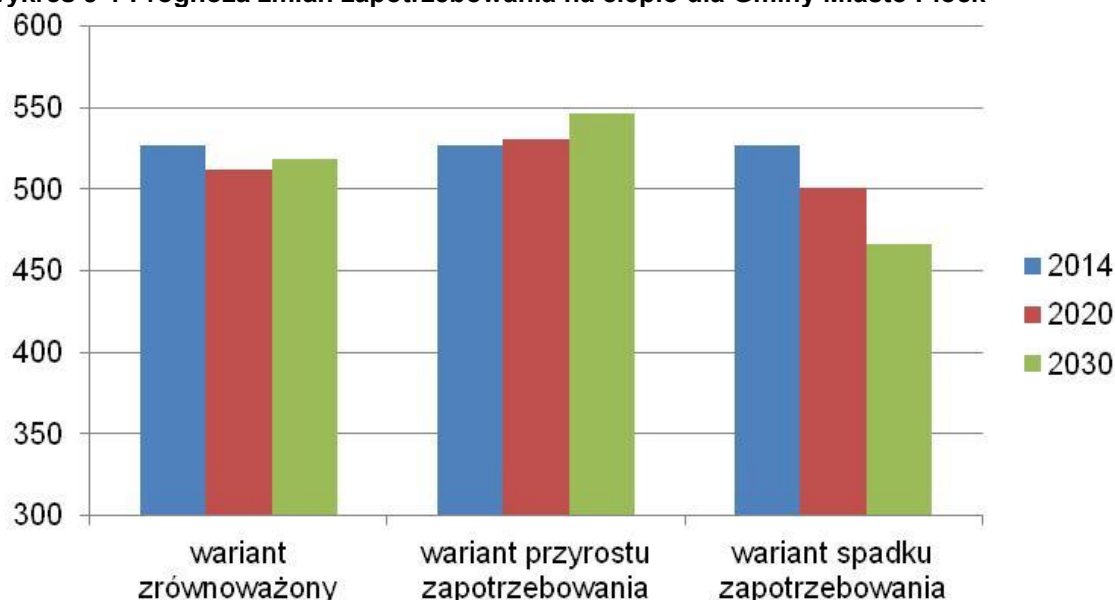
Z szacunkowych obliczeń wynika, że w wariantcie zrównoważonym w okresie docelowym do 2030 r. (w stosunku do roku bazowego 2014 r.) nastąpi spadek zapotrzebowania na ciepło o około 8,3 MW.

Tabela 9-5 Przyszłościowy bilans cieplny Gminy Miasto Płock [MW] – wariant zrównoważony

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do 2020	2021-2030
Zabudowa mieszkaniowa	stan na początku okresu	365,3	348,7
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych	28,5	21,9
	przyrost związany z nowym budownictwem	11,9	19,3
	stan na koniec okresu	348,7	346,1
Zabudowa usługowa i aktywności gospodarczej	stan na początku okresu	161,8	163,1
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych	6,3	10,1
	przyrost związany z rozwojem usług i przemysłu	7,6	19,7
	stan na koniec okresu	163,1	172,7
Gmina Miasto Płock	stan na początku okresu	527,1	511,8
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych	34,8	32,0
	przyrost związany z rozwojem gminy	19,5	39,0
	stan na koniec okresu	511,8	518,8
	zmiana w stosunku do stanu z 2014 r.	-3%	-2%

Źródło: Opracowanie własne

W analogiczny sposób przeprowadzono zbilansowanie przyszłych potrzeb cieplnych Gminy Miasto Płock dla wariantu wzrostu i spadku zapotrzebowania, a obrazowo skalę zmian zapotrzebowania na ciepło, jakie potencjalnie mogą wystąpić w analizowanym okresie dla omawianego obszaru, w zależności od przyjętego wariantu rozwoju, przedstawiono zbiorczo na poniższym wykresie.

Wykres 9-1 Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło dla Gminy Miasto Płock


Analizując powyższy wykres zauważamy, że w wariantcie przyrostu zapotrzebowania w okresie docelowym do 2030 r. (w stosunku do roku bazowego 2014 r.) nastąpi wzrost zapotrzebowania na ciepło dla Gminy Miasto Płock o około 4%, natomiast w wariantcie spadku zapotrzebowania nastąpi spadek o około 11%.

9.4.2 Sposób pokrycia potrzeb nowych odbiorców i zmiany w strukturze zapotrzebowania na ciepło

Lokalizacja obszarów rozwoju i przewidywany charakter zabudowy tych obszarów sugeruje konieczność indywidualnego podejścia do każdego obszaru i każdorazowo przeprowadzenia analizy opłacalności zastosowania konkretnego sposobu zaopatrzenia w ciepło. Oprócz przyrostu zapotrzebowania ciepła wynikającego z rozwoju Gminy Miasto Płock i pojawiania się nowych odbiorców, w rozpatrywanym okresie wystąpią również zjawiska zmiany struktury pokrycia zapotrzebowania na ciepło w istniejącej zabudowie. Gmina winna dążyć do likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań bazujących na spalaniu węgla kamiennego (szczególnie ogrzewań piecowych) i zamianie ich na rzecz:

- przyłączenia odbiorców do miejskiego systemu ciepłowniczego Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. lub działającego systemu o zasięgu lokalnym;
- paliw niskoemisyjnych (gaz ziemny, olej opałowy, gaz płynny, węgiel wysokiej jakości);
- źródeł energii odnawialnej (kolektory słoneczne, pompy ciepła, biomasa);
- energii elektrycznej.

Zasięg oddziaływania miejskiego systemu ciepłowniczego należącego do Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. obejmuje zabudowę mieszkaniową, usługową i przemysłową zlokalizowaną wyłącznie po prawobrzeżnej części miasta. Rozbudowa systemu ciepłowniczego prowadzona jest w sposób ciągły. W przypadku pojawienia się potencjalnych nowych odbiorców ciepło z systemu ciepłowniczego dostarczane będzie do wnioskowanego obiektu po określeniu warunków o przyłączenie do systemu ciepłowniczego.

Obecne, wg wykonanych szacunków, zapotrzebowanie mocy cieplnej pokrywane przez ogrzewanie z wykorzystaniem węgla jako paliwa, w poszczególnych grupach odbiorców, kształtuje się następująco:

- | | |
|--|----------|
| ➤ zabudowa mieszkaniowa | 99,0 MW; |
| ➤ strefa usług i aktywności gospodarczej | 5,6 MW. |

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 sposoby zaopatrzenia w ciepło w związku z likwidacją przestarzałych ogrzewań węglowych, będzie nie większa niż 70% powyżej podanej wartości, to jest około 73 MW.

Na podstawie zebranych informacji i przeprowadzonych analiz stwierdzono, że sposób pokrycia potrzeb potencjalnych nowych odbiorców odbywać się będzie przede wszystkim za pomocą kotłowni opalanych gazem sieciowym, gazem płynnym, olejem opałowym, drewnem, dobrej jakości węglem spalonym w nowoczesnych wysokosprawnych kotłach, wykorzystania OZE (w tym jako wspomaganie rozwiązań tradycyjnych) oraz poprzez ogrzewanie elektryczne.

9.5 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną

Instalacje elektryczne powinny zapewniać w długotrwałym horyzoncie czasowym ich użytkownika dostawę mocy na poziomie zabezpieczającym potrzeby mieszkańców zasilanego obszaru. Z tego założenia wynika, że należy zapewnić co najmniej:

- dostawę energii elektrycznej o właściwych parametrach technicznych i jakościowych,
- ochronę przed porażeniem elektrycznym, przetężeniami, przepięciami łączeniowymi i atmosferycznymi, umożliwiającą bezpieczne użytkowanie instalacji,
- ochronę środowiska przed emisją hałasu, temperatury i pól elektromagnetycznych o wartościach i natężeniach większych od dopuszczalnych wielkości granicznych,
- właściwy stopień ochrony przeciwpożarowej.

Odrębnym problemem jest ustalenie indywidualnego zapotrzebowania dla poszczególnych obiektów. Podstawowe zapotrzebowanie dla odbiorców pozaprzemysłowych 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 cechować się takim poziomem dopuszczalnej obciążalności, aby ich użytkownicy mogli korzystać z posiadanych urządzeń gospodarstwa domowego, sprzętu RTV oraz ewentualnie instalacji klimatyzacyjnych i grzewczych, zarówno w chwili obecnej, jak i w okresie co najmniej 30 najbliższych lat, tzn. winny być tak zwymiarowane i wykonane, aby sprostać przewidywalnym wymaganiom stawianym przez przyrastający stan wyposażenia mieszkań w urządzenia elektryczne, jak również ulegający ciągłej poprawie komfort życia użytkowników mieszkań. 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 stosując przyjęte wcześniej wskaźniki zapotrzebowania na moc elektryczną (12,5÷30 kW/mieszkanie) gwarantujące możliwość zainstalowania niezbędnych urządzeń i punktów oświetleniowych dla zapewnienia komfortu energetycznego z punktu widzenia potrzeb elektroenergetycznych.

Z punktu widzenia obciążeń sieci rozdzielczej i stacji transformatorowej istotnym elementem jest określenie wielkości współczynnika jednoczesności, który należy dobierać stosownie do liczby mieszkań zasilanych z danej stacji lub danego odcinka sieci. Nie ulega bowiem wątpliwości, że wraz ze zwiększającą się liczbą budynków mieszkalnych oraz mieszkań, zmniejszają się wartości współczynnika jednoczesności. W przypadku dużej liczby 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.

Dla zabudowy przemysłowej oraz sektora użyteczności publicznej dokonano oszacowania zapotrzebowania mocy szczytowej metodą wskaźnikową. Ponadto dodatkowym utrudnieniem jest brak możliwości jednoznacznego określenia współczynnika jednoczesności. Praktycznie należałoby stwierdzić, że występuje równoczesny, prawie ciągły pobór mocy dla podmiotów sektora usług i aktywności gospodarczej.

Szacuje się, że zapotrzebowanie mocy na obszarze Gminy Miasto Płock liczonej na poziomie źródłowym, tj. w systemie napięć 110 kV, ulegnie zwiększeniu o około 6-10 MW dla pokrycia zapotrzebowania nowej zabudowy mieszkaniowej oraz do 13,6 MW dla sektora usług i aktywności gospodarczej.

9.6 Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny

Przedstawione w tabelach 9-3 i 9-4 wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny wyrażają potencjalne maksymalne potrzeby nowych odbiorców w przyjętych horyzontach czasowych dla wariantu zrównoważonego tempa rozwoju.

Dla oszacowania rzeczywistego tempa przyrostu zapotrzebowania i jego zakresu na poziomie źródłowym przyjęto dodatkowo następujące założenia dla oceny skali rozwoju systemu gazowniczego:

- ➔ rozwój minimalny – minimalny przyrost zapotrzebowania gazu wystąpi przy:
 - pokryciu 50% potrzeb energetycznych (w tym ogrzewanie, c.w.u. i kuchnie) dla nowych odbiorców zlokalizowanych w obrębie oddziaływania systemu gazowniczego;
 - przyroście ilości odbiorów w tempie 10 odbiorców/rok w grupie zabudowy istniejącej;
- ➔ rozwój maksymalny – maksymalny przyrost zapotrzebowania gazu wystąpi przy:
 - pokryciu 100% potrzeb energetycznych (w tym ogrzewanie, c.w.u. i kuchnie) dla nowych odbiorców;
 - przyroście ilości odbiorów w tempie 20 odbiorców/rok w grupie zabudowy istniejącej;

W okresie docelowym:

- dla wariantu rozwoju minimalnego przyrost zapotrzebowania szczytowego osiągnie łącznie wartość rzędu 183 m³/h przy wzroście rocznego zapotrzebowania szacowanym na poziomie około 275 tys. m³;
- dla wariantu rozwoju maksymalnego wzrost szczytowego zapotrzebowania gazu szacuje się na ok. 367 m³/h, przy wzroście zapotrzebowania rocznego na poziomie 550 tys. m³.

Nie uwzględniono mogących wystąpić spadków zużycia przez odbiorców istniejących.

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.

10. Sformułowanie scenariuszy zaopatrzenia obszaru gminy w nośniki energii

Planowanie zaopatrzenia w energię rozwijającego się na terenie gminy nowego budownictwa stanowi, zgodnie z Prawem energetycznym, zadanie własne gminy, którego realizacji podjąć się mają za przyzwoleniem gminy 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 ciepłą, dla sporządzenia analizy, przyjęto następujące, dostępne na terenie Gminy Miasto Płock rozwiązania techniczne: system ciepłowniczy, gaz sieciowy oraz rozwiązania indywidualne oparte w głównej mierze o spalanie węgla, oleju opałowego i biomasy, jak również wykorzystania odnawialnych źródeł energii - OZE (kolektory słoneczne, pompy ciepła lub inne). W niektórych przypadkach na cele grzewcze wykorzystana będzie energia elektryczna.

Przez ww. rozwiązania techniczne zaopatrzenia w ciepło rozumieć należy zakres działań inwestycyjnych jak poniżej:

➔ system ciepłowniczy:

- budowa rozdzielczej sieci preizolowanej;
- budowa przyłączy ciepłowniczych do budynków;
- budowa węzłów ciepłych dwufunkcyjnych (c.o.+ c.w.u.);

➔ gaz sieciowy:

- budowa sieci gazowej z przyłączami do budynków;
- budowa kotłowni gazowych lub instalowanie dwufunkcyjnych kotłów gazowych (c.o.+c.w.u.);



-
- ➔ rozwiązania indywidualne oparte o olej opałowy dla każdego odbiorcy:
 - instalacja dwufunkcyjnego kotła (c.o.+ c.w.u.);
 - zabudowa zbiornika na paliwo;
 - ➔ rozwiązania indywidualne oparte o węgiel kamienny spalany w nowoczesnych kotłach dla każdego odbiorcy:
 - budowa kotłowni węglowej z zasobnikiem c.w.u.;
 - ➔ rozwiązania indywidualne oparte o spalanie biomasy (głównie produktów drzewnych) dla każdego odbiorcy:
 - budowa kotłowni wraz z zasobnikiem c.w.u.;
 - ➔ rozwiązania indywidualne oparte o wykorzystanie energii odnawialnej jako element dodatkowy:
 - kolektory słoneczne,
 - pompy ciepła.

10.1 Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło

Charakteryzując poszczególne rejony Gminy Miasto Płock pod kątem wyposażenia w infrastrukturę energetyczną - dostępność systemu ciepłowniczego i gazowniczego (wyłącznie po prawobrzeżnej stronie Wisły), w dalszej części rozdziału wskazano rozwiązania umożliwiające pokrycie potrzeb cieplnych wytypowanych obszarów rozwoju zarówno budownictwa mieszkaniowego, jak i strefy usług i aktywności gospodarczej 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,
- ind. – indywidualne.

Dystrybucją ciepła na omawianym terenie zajmuje się Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., która dostarcza ciepło do odbiorców zlokalizowanych wyłącznie po prawobrzeżnej stronie Wisły. Źródłem zasilającym miejski system ciepłowniczy jest Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A. Paliwem podstawowym jest ciężki olej opałowy tzw. gudron, natomiast uzupełniającym jest gaz porafineryjny oraz gaz ziemny.

Zaopatrzenie w ciepło z miejskiego systemu ciepłowniczego realizowane będzie tak jak dotychczas, a w przypadku pojawienia się potencjalnych nowych odbiorców, ciepło z systemu ciepłowniczego dostarczane będzie do wnioskowanego obiektu po określeniu warunków o przyłączenie do systemu ciepłowniczego.

Obszary rozwoju znajdujące się na terenie PKN ORLEN S.A. lub w jego bezpośrednim sąsiedztwie należy zaopatrzyć w ciepło za pomocą sieci wewnętrznej PKN ORLEN S.A.

Teren Płocka, ze względu na zaopatrzenie w gaz, można podzielić na 2 strefy:

- na północ od rzeki Wisły, na której infrastruktura gazowa jest dobrze rozwinięta,
- na południe od rzeki Wisły, niezgazyfikowanej.

Obecnie w Płocku z sieci gazowej korzysta ok. 78 tys. osób, co stanowi ok. 64% wszystkich mieszkańców.

PSG sp. z o.o. posiada koncepcję gazyfikacji lewobrzeżnej części Płocka wraz z Gminą Łąck, uwzględniającą 3 warianty przekroczenia rzeki Wisły. W związku z czym istnieje w przyszłości możliwość zaopatrzenia terenów rozwoju zlokalizowanych na lewobrzeżnej części miasta w gaz ziemny.

Mając na uwadze ocenę stanu istniejącego systemu zaopatrzenia Gminy Miasto Płock w ciepło należy stwierdzić, że miasto powinno przede wszystkim:

- w przypadku nowego budownictwa – akceptować, w procesie poprzedzającym budowę, tylko niskoemisyjne źródła ciepła, tj. system ciepłowniczy oraz kotłownie opalane gazem sieciowym, gazem płynnym, olejem opałowym, drewnem, dobrej jakości węglem spalonym w nowoczesnych wysokosprawnych kotłach z automatycznym (mechanicznym) podajnikiem (retortowym lub tłokowym), posiadającym aktualną akredytację Polskiego Centrum Akredytacji, atest potwierdzający zgodność z przepisami unijnymi lub dopuszczenie do obrotu handlowego w krajach UE lub w Polsce, którego konstrukcja uniemożliwia spalanie odpadów oraz wykorzystanie OZE (w tym jako wspomaganie rozwiązań tradycyjnych) i ogrzewanie elektryczne;
- zachęcać mieszkańców do zmiany obecnego, często przestarzałego ogrzewania z wykorzystaniem węgla spalanego w sposób „tradycyjny” (czasem nawet odpadów), na wykorzystanie nośników energii, które nie powodują pogorszenia stanu środowiska;
- w niektórych sytuacjach należy korzystać z uprawnień zapisanych w art. 363 ustawy Prawo Ochrony Środowiska, wymuszając na właścicielu obiektu zmianę sposobu ogrzewania.

Tabela 10-1 Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwoju zabudowy mieszkaniowej

Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej					
		PKN ORLEN	MSC	GAZ sieciowy	Rozwiązania indywidualne		
					OLEJ i inne	WĘGIEL	OZE
MW1, MW2, MW3, MW4	12		X	X			X
MN24, MN25, MN26, MN27, MN28, MN29, MN30, MN31, MN32, MN33, MN34, MN35, MN36, MN37, MN38, MN39, MN40, MN41, MN42, MN43, MN44, MN45, MN46, MN47, MN48, MN49, MN50	21		X	X	X	X	X
MN1, MN2, MN3, MN4, MN5, MN6, MN7, MN8, MN9, MN10, MN11, MN12, MN13, MN14, MN15, MN16, MN17, MN18, MN19, MN20, MN21, MN22, MN23	Ind.			X	X	X	X

Tabela 10-2 Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwoju strefy usług i aktywności gospodarczej

Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej					
		PKN ORLEN	MSC	GAZ sieciowy	Rozwiązania indywidualne		
					OLEJ i inne	WĘGIEL	OZE
U/UC5, PU/E3	10	X	X	X	X		X
U/UC1, U/UC2, U/UC3, U/UC4, U/UC6	12		X	X			X
PU1, PU2	Ind.			X	X		X

Wskazane powyżej potencjalne rozwiązania zaopatrzenia w ciepło terenów rozwoju wymagają każdorazowo analizy pod względem technicznym i ekonomicznym możliwości podłączenia nowych odbiorców.

10.2 Wariant rozwoju miejskiego systemu ciepłowniczego

W chwili obecnej na terenie Gminy Miasto Płock dystrybucją ciepła zajmuje się Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. Źródłem zasilającym miejski system ciepłowniczy jest Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A. produkująca energię ciepłą i elektryczną w kogeneracji. Podstawowym źródłem wytwarzania ciepła jest 8 kotłów energetycznych, które produkują parę wysokoprężną zasilającą dwie równoległe nitki kolektora wysokoprężnego. Paliwem podstawowym jest ciężki olej opałowy, uzupełniającym gaz porafineryjny oraz gaz ziemny.

Stan techniczny urządzeń wytwórczych i sieci jest zadowalający.

W ostatnich latach prowadzono systematyczne prace modernizacyjne i remontowe na wszystkich jednostkach kotłowych, których efektem jest poprawa sprawności wytwarzania ciepła, dyspozycyjności oraz wskaźników emisji. W chwili obecnej trwają prace modernizacyjne mające na celu dostosowanie źródeł elektrociepłowni do zaostrzających się od 1 stycznia 2016 r. wymagań środowiskowych zawartych w Dyrektywie 2010/75/UE o emisjach przemysłowych. Wg informacji PKN ORLEN S.A. konieczne inwestycje dostosowujące Zakład Elektrociepłowni do wymagań Dyrektywy o emisjach przemysłowych nie wynikają z zagrożenia w dostawie ciepła sieciowego do miasta Płocka.

W ostatnich latach przedsiębiorstwo Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. przeprowadziło szereg działań modernizacyjno-inwestycyjnych na swojej infrastrukturze ciepłowniczej. Nie stwierdzono zagrożeń w dostawie ciepła sieciowego. Zarówno sieci jak i węzły są w dobrym stanie technicznym. Długość sieci preizolowanych stanowi ok. 35% całkowitej długości sieci. Prowadzone działania mają na celu zaspokojenie potrzeb odbiorców poprzez zapewnienie ciągłości pracy systemu ciepłowniczego. Straty ciepła na przesyle wynoszą ok. 15%.

W jednostkach wytwórczych PKN ORLEN S.A. istnieją rezerwy mocy, w związku z czym korzystnym możliwym rozwiązaniem rozwoju miejskiego systemu ciepłowniczego zlokalizowanego na terenie miasta będzie rozbudowa systemu związana z podłączeniem do niego nowych potencjalnych odbiorców ciepła. Konieczne jest jednak przeanalizowanie pod względem technicznym i ekonomicznym możliwości podłączenia nowych odbiorców. Proponuje się podłączenie w pierwszej kolejności istniejącej zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej zlokalizowanej na terenie miasta oraz nowych terenów rozwoju zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej, usługowej i przemysłowej zlokalizowanych w pobliżu przebiegu sieci. Działania te przyczynią się do zmniejszenia emisji zanieczyszczeń pochodzących głównie z „niskiej emisji”.

Z przeprowadzonej szacunkowej analizy poziomu kosztów ciepła u odbiorcy dla przedstawionego wyżej kierunku działania wynika, że realizacja potencjalnych, możliwych do przeprowadzenia inwestycji, pociąga za sobą konieczność w kalkulowaniu w opłaty za przesył poniesionych nakładów inwestycyjnych. W każdym przypadku, pomimo relatywnie niższej ceny ciepła w źródłach, cena ciepła dla odbiorcy końcowego będzie wyższa.

11. Ocena bezpieczeństwa energetycznego zaopatrzenia gminy w nośniki energii

Zgodnie z art. 3 pkt 16) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz.U. 2012, poz. 1059 ze zm.) bezpieczeństwo energetyczne jest stanem gospodarki umożliwiającym pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Poziom bezpieczeństwa energetycznego zależy od:

- stopnia zrównoważenia popytu i podaży energii i paliw,
- zróżnicowania struktury nośników energii tworzących bilans paliwowy,
- stopnia dywersyfikowania źródeł dostaw przy akceptowalnym poziomie kosztów,
- stanu technicznego i sprawności urządzeń i instalacji,
- stanu zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw,
- stanu lokalnego bezpieczeństwa energetycznego (zaspokojenia potrzeb).

Pojęcie niezawodności dostaw określa zaspokojenie oczekiwań odbiorców, gospodarki i społeczeństwa na wytwarzanie w źródłach i ciągle otrzymywanie, za sprawą niezawodnych systemów sieciowych lub działających na rynku konkurencyjnym pośredników-dostawców, energii lub paliw odpowiedniego rodzaju i wymaganej jakości, realizowane poprzez dywersyfikację kierunków dostaw oraz rodzajów nośników energii pozwalających na ich wzajemną substytucję.

W warunkach polskich przyjęto podział odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne, pomiędzy administrację publiczną (rządową oraz samorządową) i operatorów energetycznych systemów sieciowych.

Administracja rządowa, w zakresie swoich konstytucyjnych i ustawowych obowiązków, jest odpowiedzialna głównie za:

- stałe prowadzenie prac prognostycznych i analitycznych w zakresie strategii bezpieczeństwa energetycznego wraz z niezbędnymi pracami planistycznymi;
- realizowanie polityki energetycznej państwa, które zapewni bezpieczeństwo energetyczne;
- tworzenie mechanizmów rynkowych zapewniających zwiększenie stopnia niezawodności dostaw i bezpieczeństwa pracy systemu;
- przygotowywanie procedur na wypadek wystąpienia nagłych zagrożeń, klęsk żywiołowych i działania tzw. siły wyższej;
- redukcję ryzyka politycznego w stosowanych regulacjach;
- monitorowanie i raportowanie do Komisji Europejskiej stanu bezpieczeństwa energetycznego;
- analizę wpływu planowanych działań na bezpieczeństwo narodowe;

- koordynację i nadzór nad działalnością operatorów systemów przesyłowych w zakresie współpracy z krajami ościennymi i europejskimi systemami: elektroenergetycznym i gazowym.

Wojewodowie oraz samorządy województw odpowiedzialni są za zapewnienie warunków do rozwoju infrastrukturalnych połączeń międzyregionalnych i wewnątrzregionalnych, w tym na terenie województwa i koordynację rozwoju energetyki w gminach. Samorząd województwa uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w energię i paliwa na obszarze województwa opiniując projekty założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa, jak również projekty planów zaopatrzenia w energię i paliwa z polityką energetyczną państwa.

Gminna administracja samorządowa odpowiedzialna jest za zapewnienie energetycznego bezpieczeństwa lokalnego, w zakresie zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, z racjonalnym wykorzystaniem lokalnego potencjału odnawialnych zasobów energii i energii uzyskiwanej z odpadów. Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy:

- planowanie i organizacja zaopatrzenia w nośniki energii,
- planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację użytkowania,
- planowanie i finansowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg.

Gmina winna realizować wymienione zadania, zgodnie z polityką energetyczną państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Do zadań wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) należy opracowanie projektów Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz ewentualnych projektów Planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zaś do zadań rad gmin uchwalanie tychże założeń oraz planów.

Operatorzy systemów sieciowych (przesyłowych i dystrybucyjnych), odpowiednio do zakresu działania, są odpowiedzialni głównie za:

- zapewnienie równoprawnego dostępu uczestników rynku do infrastruktury sieciowej;
- utrzymywanie infrastruktury sieciowej w stałej gotowości do pracy, zgodnie ze standardami bezpieczeństwa technicznego i obowiązującymi krajowymi i europejskimi standardami jakości i niezawodności dostaw oraz warunkami współpracy międzysystemowej;
- efektywne zarządzanie systemem i stałe monitorowanie niezawodności pracy systemu oraz bieżące bilansowanie popytu i podaży;
- optymalną realizację procedur kryzysowych oraz koordynację funkcjonowania sektora energii;
- planowanie rozwoju infrastruktury sieciowej;
- monitorowanie dyspozycyjności i niezawodności pracy podsystemu wytwarzania energii elektrycznej i systemu magazynowania paliw gazowych oraz systemu magazynowania paliw ciekłych.

11.1 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców gminy w ciepło

Bezpieczeństwo zaopatrzenia w ciepło mieszkańców gminy wiąże się z zagadnieniem stanu aktualnego i perspektywicznego poszczególnych elementów wchodzących w skład organizacji i poziomu technicznego urządzeń służących dostawie.

W zakresie organizacji bezpieczeństwo zaopatrzenia w ciepło wiąże się ze sposobem tego zaopatrzenia. 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 (zależy od rodzaju tego paliwa).

Dla odbiorców zaopatrywanych w ciepło przy pomocy zdalnego jego przesyłu zależność ta jest złożona z elementów organizacji dostawy oraz stanu technicznego urządzeń wytwórczych i dostarczających ciepło odbiorcom końcowym. Stan bezpieczeństwa, dla tych odbiorców, będzie od zapewnienia ciągłości pracy miejskiego systemu ciepłowniczego należącego do Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., który swoim zasilaniem obejmuje około 50% potrzeb cieplnych odbiorców z terenu Gminy Miasto Płock. Ciepło do odbiorców dostarczane jest z Elektrociepłowni PKN ORLEN S.A. z siedzibą w Płocku. Paliwem podstawowym zasilającym to źródło jest ciężki olej opałowy tzw. gudron, a uzupełniającym gaz porafineryjny oraz gaz ziemny. Efektem rozwoju miejskiego systemu ciepłowniczego jest duży i rozległy system sieci. W celu obniżenia kosztów dystrybucji ciepła dostarczanego do użytkowników, przedsiębiorstwo Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. w minionych latach prowadziło systematycznie prace budowlane, modernizacyjne i remontowe systemu ciepłowniczego. Stan techniczny sieci oraz węzłów oceniany jest jako dobry.

Prowadzone i kontynuowane działania mają na celu pełne, bezawaryjne zaspokajanie potrzeb odbiorców, poprawę niezawodności przesyłu ciepła, a także właściwe przygotowanie sieci i urządzeń ciepłowniczych do kolejnych sezonów grzewczych. Obecnie standardem w zakresie zdalaczynnej dostawy ciepła do odbiorców w drodze przesyłu gorącej wody są systemy z rur preizolowanych, które dzięki zastosowaniu jako izolacji pianki poliuretanowej (PUR), chronionej rurą płaszczową z polietylenu o wysokiej gęstości (HDPE), posiadają znacznie niższy współczynnik jednostkowych strat ciepła oraz zapewniają szczelność (brak kontaktu rury przewodowej i izolacji z wodami gruntowymi), co wpływa korzystnie na ograniczenie korozji rury przewodowej. Ponadto systemy rur preizolowanych posiadają dodatkowe zabezpieczenie w postaci elektronicznego systemu alarmowego, którego zadaniem jest wczesne wykrywanie i precyzyjna lokalizacja nieszczelności i/lub stanów awaryjnych mogących pojawić się podczas eksploatacji sieci ciepłowniczej. Przyczynia się to do obniżenia strat na przesyśle, znakomicie zwiększając niezawodność pracy sieci i tym samym komfort odbiorców ciepła.

11.2 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców gminy w energię elektryczną

Podstawowym podmiotem odpowiedzialnym za bezpieczeństwo zasilania w energię elektryczną jest lokalny Operator Systemu Dystrybucyjnego tj. ENERGA Operator S.A. Oddział w Płocku. Układ zasilania Gminy Miasto Płock w energię elektryczną z racji rezerw w stacjach GPZ WN/SN daje podstawy do stwierdzenia, że istnieje zabezpieczenie ilościowe zasilania gminy w energię elektryczną. Sieć elektroenergetyczna 110 kV pracuje w układzie zamkniętym, w związku z czym w przypadkach awaryjnych istnieje możliwość drugostronnego zasilania poszczególnych stacji GPZ. Ponadto istnieją również powiązania sieci między tymi stacjami na średnim napięciu, które mogą być odpowiednio konfigurowane w zależności od stanu awaryjnego sieci. Stan techniczny urządzeń elektroenergetycznych zasilających odbiorców na obszarze Płocka został oceniony przez ww. przedsiębiorstwo jako dobry. Na bieżąco prowadzone są prace remontowo-modernizacyjne, polegające w głównej mierze na wymianie wyeksploatowanych urządzeń na nowe, co zmniejsza możliwość wystąpienia awarii. Ponadto miejskie ciągi liniowe SN są stosunkowo krótkie, wzajemnie się rezerwują, co przekłada się m.in. na większą niezawodność i ograniczenie braku zasilania w przypadku wystąpienia awarii.

Osobnym zagadnieniem jest możliwość wystąpienia tzw. „blackoutu”. Stan taki nie jest do przewidzenia, a skutki jego wystąpienia mogą być tylko w małym stopniu niwelowane. Jakkolwiek przyczyny wystąpienia poważnej awarii systemowej mogą być różnorodne, najczęstszym powodem zagrożeń są nieprzewidywalne, ekstremalne, a nawet katastrofalne zjawiska pogodowe. Stopień nasycenia infrastrukturą sieciową, wielokierunkowe możliwości zasilania na różnych poziomach napięcia, sprawiają, że stopień pewności zasilania w energię elektryczną odbiorców zlokalizowanych na obszarze miasta jest wysoki.

Dodatkowym gwarantem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarze Płocka jest lokalny Operator Systemu Dystrybucyjnego - jedno z największych w kraju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, o dużym doświadczeniu branżowym. Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej systematycznie realizuje opracowywane „Plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną”, w celu zapewnienia m.in. optymalnego poziomu bezpieczeństwa eksploatowanego systemu.

11.3 Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców gminy w gaz ziemny

Bezpieczeństwo zaopatrzenia mieszkańców gminy 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 zadań operatorów, bezpośrednio wpływających na poziom bezpieczeństwa energetycznego na danym obszarze, należy:

- zarządzanie siecią gazową, w tym bieżące bilansowanie popytu i podaży,
- opracowanie i realizacja planów rozwoju sieci gazowej,
- nadzór nad niezawodnością systemu gazowego,
- współpraca z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych oraz skoordynowania ich rozwoju,
- realizacja procedur w warunkach kryzysowych.

Zasadniczym warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostawy gazu sieciowego na obszarze gminy jest sukcesywna wymiana przestarzałych elementów infrastruktury sieciowej połączona z systematycznym rozwojem systemu dystrybucyjnego i dostosowaniem go do zapotrzebowania odbiorców.

Zaopatrzenie Gminy Miasto Płock w gaz wysokometanowy realizowane jest za pośrednictwem OGP GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Rembelszczyźnie, który eksploatuje gazociąg wysokiego ciśnienia DN100 (do stacji „Gulczewo”) oraz DN400 (do stacji „Łukasiewicza”) z rurociągu DN500 relacji Warszawa-Włocławek.

Dystrybucją gazu ziemnego wysokometanowego na terenie Płocka zajmuje się PSG Sp. o.o. Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie. Zasilanie sieci gazowej dystrybucyjnej średniego ciśnienia odbywa się za pośrednictwem stacji gazowych wysokiego ciśnienia, natomiast zasilanie sieci gazowej dystrybucyjnej niskiego ciśnienia odbywa się poprzez stację gazową średniego ciśnienia.

Obecna infrastruktura gazowa w pełni zaspokaja potrzeby energetyczne Płocka.

System przesyłu gazu ziemnego do obszaru Gminy Miasto Płock posiada rezerwy przepustowości, które są w stanie zaspokoić przyszłościowe zapotrzebowanie na gaz przewodowy u odbiorców z terenu gminy. Obszar, po prawobrzeżnej stronie rzeki Wisły, jest w dużym stopniu uzbrojony w sieci gazowe. Stacje redukcyjno-pomiarowe posiadają rezerwy przepustowości w pełni zabezpieczające ewentualny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w gminie. PSG Sp. z o.o. Oddział w Warszawie przewiduje zwiększenie efektywności wykorzystania obecnej sieci gazowej na terenie Płocka, a źródłem rozbudowy przyszłych sieci mogą być istniejące sieci gazowe. Ponadto obecnie trwają prace dotyczące analizy gazyfikacji lewobrzeżnej części Płocka, uwzględniające 3 warianty przekroczenia rzeki Wisły.

W aspekcie wyżej opisanym poziom bezpieczeństwa Gminy Miasto Płock nie odbiega od średniego poziomu na obszarze kraju.

Odrębnym problemem jest największe zagrożenie dla ciągłości dostaw gazu na obszarze Polski, tj. wynikające z wieloletnich zaniedbań uzależnienie od dostaw gazu z kierunku rosyjskiego.

W najbliższej okolicy brak jest terminali regazyfikacji upłynnionego gazu ziemnego.

Duże nadzieje wiązane są z możliwością wydobywania w Polsce tzw. gazu łupkowego. Obecnie niemożliwe jest jeszcze oszacowanie wielkości zasobów dających się eksploatować, głównie ze względu na problemy ekologiczne terenów, na których będzie się ta eksploatacja odbywała oraz ze względu na koszty samego wydobycia.

Wreszcie należy wspomnieć o innym poważnym zagrożeniu dla rozwoju systemu gazowniczego, jakim jest zagrożenie ekonomiczne, przejawiające się w stale wzrastających cenach gazu, czyniących nieopłacalnym jego użytkowanie do określonych zastosowań, np. celów grzewczych, szczególnie u małych odbiorców, gdzie ogrzewanie węglowe jest relatywnie tańsze.

12. Analiza przedsięwzięć racjonalizujących wytwarzanie, przesyłanie i użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych

12.1 Racjonalne zużycie energii w mieście – efektywność energetyczna

Zgodnie z art. 19 ust 3 pkt 2) i 3a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm.) projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, powinien określać:

- przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dn. 15.04.2011 r. o efektywności energetycznej.

Działania te można podzielić ze względu na miejsce ich realizacji, na:

- działania w poszczególnych systemach energetycznych zaopatrujących gminę;
- 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 gminy mają szczególnie na celu:

- ograniczenie zużycia energii pierwotnej wydatkowanej na zapewnienie komfortu funkcjonowania gminy i jej mieszkańców;
- dążenie do jak najmniejszych opłat dla odbiorców energii przy jednoczesnym spełnieniu warunku samofinansowania się sektora paliwowo-energetycznego;
- minimalizację szkodliwych dla środowiska skutków funkcjonowania na obszarze gminy sektora paliwowo-energetycznego;
- wzmocnienie bezpieczeństwa i pewności zasilania w zakresie dostaw ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych.

12.1.1 Uwarunkowania i narzędzia prawne racjonalizacji

Racjonalizacja użytkowania energii przez odbiorców końcowych przyczynia się bezpośrednio do zmniejszenia zużycia energii i paliw pierwotnych, a co za tym idzie do redukcji emisji dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych i tym samym do zapobiegania niebezpiecznym zmianom klimatycznym.

Unia Europejska konsekwentnie zachęca wszystkie kraje do podejmowania wysiłków w ramach racjonalizacji użytkowania energii, zgodnie ze zróżnicowanymi zobowiązaniami i odnośnymi możliwościami. Rada Europejska podkreśliła, że Unia Europejska zaangażowana jest w przekształcanie Europy w gospodarkę o zrationalizowanym wykorzystaniu energii i niskim poziomie emisji gazów cieplarnianych i podejmuje stanowcze, niezależne zobowiązania w tym zakresie. Pierwszym krokiem było w 1993 r. przyjęcie Dyrektywy

93/76/WE w sprawie ograniczenia emisji dwutlenku węgla poprzez poprawę charakterystyki energetycznej budynków. Rozszerzenie zagadnienia wprowadzone zostało przez dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EWG, zmienioną następnie przez rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1137/2008 z dnia 22 października 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 dla rozwoju i promowania rynku usług energetycznych oraz dla dostarczania odbiorcom końcowym innych środków poprawy efektywności energetycznej. W dokumencie ustalono, że państwa członkowskie będą dążyć do osiągnięcia krajowych celów indykatorywnych 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.

W październiku 2012 r. przyjęta została nowa Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej, która weszła w życie pod koniec 2012 r., a jej wdrożenie w państwach członkowskich Unii wymagane było w terminie do 5 czerwca 2014 roku. Dyrektywa wprowadza obowiązek wdrożenia działań zapewniających oszczędne gospodarowanie energią, w tym modernizację budynków administracji publicznej, lepsze gospodarowanie energią przez jej dystrybutorów i dostawców oraz obowiązkowe audyty energetyczne dla dużych firm. Dyrektywa przewiduje też zapisy umożliwiające stworzenie programów finansowania działań na rzecz zwiększania efektywności energetycznej. Kraje członkowskie mają 18 miesięcy na wdrożenie jej zapisów.

W przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, poświęcono cały rozdział kwestiom związanym z poprawą efektywności energetycznej, stwierdzając że efektywność energetyczna jest traktowana w polityce energetycznej w sposób priorytetowy, a postęp w tej dziedzinie będzie kluczowy dla realizacji wszystkich jej celów.

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.

Działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej obejmują:

- 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 poprzez między innymi różnicowanie 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 wymagać będzie działań wielu organów administracji rządowej i lokalnej, a także przedsiębiorstw funkcjonujących w sektorze paliwowo-energetycznym. Niezwykle istotnym elementem wspomaganie realizacji polityki energetycznej jest aktywne włączenie się władz regionalnych w realizację jej celów, w tym poprzez przygotowywane, na szczeblu wojewódzkim, powiatowym lub gminnym, strategie rozwoju energetyki. Niezmiernie ważne jest, by w procesach określania priorytetów inwestycyjnych przez samorządy nie była pomijana energetyka. Co więcej, należy dążyć do korelacji planów inwestycyjnych gmin i przedsiębiorstw energetycznych. Obecnie potrzeba planowania energetycznego jest tym istotniejsza, że najbliższe lata stawiają przed polskimi gminami ogromne wyzwania, w tym między innymi w zakresie sprostania wymogom środowiskowym czy wykorzystania funduszy unijnych na rozwój regionu. Wiąże się z tym konieczność poprawy stanu infrastruktury energetycznej, w celu zapewnienia wyższego po-

ziomu usług dla lokalnej społeczności, przyciągnięcia inwestorów oraz podniesienia konkurencyjności i atrakcyjności regionu. Dobre planowanie energetyczne jest jednym z zasadniczych warunków powodzenia realizacji polityki energetycznej państwa. Najważniejszymi elementami polityki energetycznej realizowanymi na szczeblu regionalnym i lokalnym powinny być między innymi: rozwój scentralizowanych lokalnie systemów ciepłowniczych umożliwiające 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, który stanowi realizację zapisu art.14 ust.2 powołanej wyżej dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych. Zaproponowane w ramach Krajowego Planu Działań dotyczące efektywności energetycznej środki i działania mają za zadanie osiągnięcie celu indykatywnego oszczędności energii zgodnie z wymaganiami dyrektywy 2006/32/WE, tj. 9% w roku 2016 oraz osiągnięcie celu pośredniego 2% w roku 2010. Opracowując plan jw. przyjęto następujące założenia:

- proponowane działania są zgodne z działaniami zaproponowanymi przez Komisję Europejską w dokumencie „Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential”, COM(2006) 545,
- proponowane działania będą w maksymalnym stopniu oparte na mechanizmach rynkowych i w minimalnym stopniu wykorzystywać finansowanie budżetowe,
- realizacja celów będzie osiągnięta wg zasady najmniejszych kosztów, tj. m.in. należy wykorzystywać w maksymalnym stopniu istniejące mechanizmy i infrastrukturę organizacyjną,
- założono udział wszystkich podmiotów w celu wykorzystania całego krajowego potencjału efektywności energetycznej.

Do głównych środków poprawy efektywności energetycznej w sektorze mieszkalnictwa w omawianym planie zaliczono:

- wprowadzenie systemu oceny energetycznej budynków poprzez certyfikację nowych i istniejących budynków mieszkalnych realizowaną w wyniku wdrażania dyrektywy 2002/91/WE;
- 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.

Za najważniejsze środki poprawy efektywności energetycznej w sektorze usług uznano:

- zwiększenie udziału w rynku energooszczędnych produktów zużywających energię poprzez określenie minimalnych wymagań w zakresie efektywności energetycznej dla nowych produktów zużywających energię wprowadzanych do obrotu (wdrażanie dyrektywy 2005/32/WE);
- program oszczędnego gospodarowania energią w sektorze publicznym poprzez zobowiązanie administracji rządowej do podejmowania działań energooszczędnych w ramach pełnienia przez nią wzorcowej roli;
- promocję usług energetycznych wykonywanych przez ESCO poprzez pobudzenie rynku dla firm usług energetycznych (ESCO);
- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko oraz Regionalne Programy Operacyjne umożliwiające wsparcie finansowe działań dotyczących obniżenia energochłonności sektora publicznego;
- grant z Globalnego Funduszu Ochrony Środowiska (GEF) – Projekt Efektywności Energetycznej, umożliwiający wsparcie finansowe przedsięwzięć w zakresie termomodernizacji budynków.

Do środków poprawy efektywności energetycznej w sektorze przemysłu zaliczono:

- promocję wysokosprawnej kogeneracji (CHP) z wykorzystaniem mechanizmu wsparcia;
- system dobrowolnych zobowiązań w przemyśle poprzez zobowiązanie decydentów do realizacji działań skutkujących wzrostem efektywności energetycznej ich przedsiębiorstw;
- rozwijanie systemu zarządzania energią i systemu audytów energetycznych w przemyśle poprzez podnoszenie kwalifikacji i umiejętności pracowników zarządzających energią, urządzeniami i utrzymaniem personelu w zakładzie przemysłowym oraz przeprowadzanie audytów energetycznych w przemyśle;
- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko oraz Regionalne Programy Operacyjne umożliwiające wsparcie finansowe działań dotyczących wysokosprawnego wytwarzania energii oraz zmniejszenia strat w dystrybucji energii;
- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko umożliwiający wsparcie dla przedsiębiorstw w zakresie wdrażania najlepszych dostępnych technik (BAT).

Ponadto w Krajowym Planie Działań przewidziano następujące środki służące poprawie efektywności energetycznej w sektorze transportu (z wyłączeniem lotnictwa i żeglugi):

- wprowadzenie systemów zarządzania ruchem i infrastrukturą transportową z wykorzystaniem działań mających na celu wzrost efektywności energetycznej w transporcie poprzez planowanie i koordynację zarządzania ruchem i infrastrukturą transportową;
- promowanie systemów transportu zrównoważonego oraz efektywnego wykorzystania paliw w transporcie poprzez działania promujące wprowadzenie energooszczędnych środków transportu oraz ekologicznego sposobu jazdy.

Jako środki horyzontalne służące poprawie efektywności energetycznej Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej wskazuje: wprowadzenie mechanizmu wsparcia w postaci tzw. białych certyfikatów stymulujących działania energooszczędne wraz z obowiązkiem nałożonym na sprzedawców energii elektrycznej, ciepła lub paliw gazowych odbiorcom końcowym oraz zorganizowanie i przeprowadzenie kampanii informacyjnych i działań edukacyjnych w zakresie efektywności energetycznej oraz wsparcie finansowe działań związanych z promocją efektywności energetycznej.

Podstawowym zadaniem samorządu terytorialnego w procesie stymulowania działań racjonalizacyjnych jest pełnienie funkcji centrum informacyjnego oraz bezpośredniego wykonawcy i koordynatora działań racjonalizacyjnych, szczególnie tych, które związane są z podlegającymi mu obiektami (szkoły, przedszkola, domy kultury, budynki komunalne 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 preferencyjnym finansowaniem niektórych przedsięwzięć racjonalizacyjnych.

Podstawowymi instrumentami prawnymi gminy w zakresie działań jw. są ustawy:

- ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym;
- ustawa Prawo ochrony środowiska;
- ustawa Prawo energetyczne;
- ustawa o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych;
- ustawa o efektywności energetycznej.

Poniżej zestawiono wybrane narzędzia określone przez ww. ustawy mogące posłużyć stymulowaniu racjonalizacji użytkowania energii na terenie Płocka.

Ustawa o zagospodarowaniu przestrzennym (poprzez odpowiednie zapisy):

- ✓ miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego;
- ✓ decyzja o ustaleniu warunków zabudowy i zagospodarowania terenu.

Ustawa Prawo ochrony środowiska (poprzez odpowiednie zapisy):

- ✓ program ochrony środowiska (obligatoryjny dla gminy);
- ✓ raport oddziaływania inwestycji na środowisko;
- ✓ samej ustawy, która daje gminie prawo do regulacji niektórych procesów, np. art. 363:

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.

Ustawa Prawo energetyczne (poprzez odpowiednie zapisy):

- ✓ 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 określa (poprzez odpowiednie zapisy):

- ✓ krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, tj. uzyskanie do 2016 r. oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku, przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001–2005;
- ✓ zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej;
- ✓ zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej;
- ✓ zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz uzyskania uprawnień audytora efektywności energetycznej.

Ustawa o efektywności energetycznej wprowadza m.in. obowiązek pozyskania odpowiedniej ilości świadectw efektywności energetycznej, tzw. białych certyfikatów, przez przedsiębiorstwo energetyczne sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. System powinien działać podobnie jak obowiązujące już zielone certyfikaty energii ze źródeł odnawialnych oraz czerwone certyfikaty energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji. Świadectwa mogą otrzymać m.in. przedsiębiorstwa, które zmniejszyły zużycie energii dokonując inwestycji w nowoczesne technologie. Organem wydającym i umarzającym świadectwa efektywności energetycznej jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Kary pieniężne za brak odpowiednich certyfikatów gromadzone będą przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) i wykorzystywane będą do finansowania programów wspierających poprawę efektywności energetycznej, w tym wysoko-sprawnej kogeneracji lub na wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz budowy lub przebudowy sieci służących przyłączaniu tych źródeł. Ponadto wprowadza zobowiązanie dla sektora publicznego do pełnienia wzorcowej roli w kwestii oszczędności energii. Jednostki rządowe i samorządowe zostały zobowiązane, aby realizując swoje zadania stosowały co najmniej 2 środki poprawy efektywności energetycznej z wykazu tych środków zawartego w ustawie.

Dla przyspieszenia przemian w zakresie przechodzenia na nośniki energii bardziej przyjazne dla środowiska oraz działań zmniejszających energochłonność potrzebne są dodatkowe zachęty ekonomiczne ze strony miasta, takie jak np.:

- formułowanie i realizacja programów edukacyjnych dla odbiorców energii popularyzujących i uświadamiających możliwe kierunki działań i ich finansowania;
- propagowanie rozwiązań energetyki odnawialnej, jako najbardziej korzystnych z punktu widzenia ochrony środowiska naturalnego;
- stosowanie przez określony czas dopłat dla odbiorców zabudowujących w swoich domach wysokiej jakości kotły na paliwo stałe, ciekłe, gazowe lub biomasę, gwarantujące obniżenie wskaźników emisji;

- stworzenie możliwości dofinansowywania ocieplania budynków. Pewne możliwości stwarza polityka państwa w postaci ustawy o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych, która umożliwia zaciąganie kredytów na korzystnych warunkach na termomodernizację i otrzymanie 20-procentowej premii wykorzystanej kwoty kredytu (nie więcej niż 16% kosztów na realizację termomodernizacji).

Większość możliwych działań związanych z racjonalizowaniem użytkowania energii na terenie gminy (np. termomodernizacja budynków), wymaga ogromnych nakładów. Najskuteczniejszą formułę zmaksymalizowania udziału środków zewnętrznych 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.

Tylko takie przygotowanie przedsięwzięcia i umocowanie go w randze uchwały rady samorządu da wiarygodny obraz woli samorządu w procesie planowania kompleksowego.

Przykładowo zaplanowanie i organizacja kompleksowego przedsięwzięcia obejmującego modernizację miejskiego systemu zaopatrzenia w energię ciepłą pod kątem poprawy standardów ekologicznych może obejmować następujące grupy zagadnień:

- termomodernizacja i modernizacja układów ogrzewania obiektów gminnych;
- termomodernizacja i wspomaganie termomodernizacji budynków mieszkaniowych wspólnot, spółdzielni i właścicieli prywatnych.

Przygotowanie kompleksowego przedsięwzięcia mającego proekologiczny charakter stanowi podstawę do pozyskania preferencyjnego finansowania, również dla podmiotów, które w innej formule nie mają szansy na dofinansowanie na tak korzystnych warunkach.

Efektem realizacji przedsięwzięcia będzie osiągnięcie wykazanych korzyści ekologicznych, co w znaczny sposób przyczyni się do poprawy stanu środowiska naturalnego na danym obszarze. Przyniesie również inne efekty, wśród których najistotniejsze to:

- zapewnienie realizacji zadań własnych samorządu;
- kształtowanie właściwego modelu działań racjonalizacyjnych;
- zdynamizowanie lokalnego rynku inwestycyjnego;
- zmniejszenie stopy bezrobocia.

Narzędziem racjonalizacji użytkowania nośników energii w zakładach wytwórczych jest relacja kosztów poniesionych na energię do kosztów własnych zakładu. Ma ona wpływ na konkurencyjność towarów bądź usług zakładu, co w ostatecznym bilansie decyduje o zyskach lub stratach.

12.1.2 Kierunki działań racjonalizacyjnych

Do segmentów rynku oraz obszarów użytkowania energii, dla których możliwe jest opracowanie pozytywnych wzorców w tym zakresie należy zaliczyć nie tylko rynek sprzętu gospodarstwa domowego, techniki informacyjnej i oświetleniowej, z uwzględnieniem urządzeń kuchennych i sprzętu elektrycznego, techniki w dziedzinie informacji i rozrywki, oświetlenia, lecz również, a nawet przede wszystkim rynek domowych technik grzewczych, z uwzględnieniem ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej, a także klimatyzacji i wentylacji, jak również właściwej izolacji cieplnej i standardów stolarki budowlanej. Istotne znaczenie w zakresie powszechnego wzrostu efektywności energetycznej odgrywają oczywiście urządzenia dla przemysłu, w tym przede wszystkim rynek pieców przemysłowych i rynek napędów elektrycznych urządzeń przemysłowych.

Równie istotne znaczenie wykazuje rynek instytucji sektora publicznego, z uwzględnieniem szeroko pojętej administracji publicznej, instytucji edukacyjnych, szpitalnictwa, obiektów sportowych, a także zagadnień oświetlenia miejsc publicznych i usług transportowych.

Istnieje wiele przykładów przypadków, w których 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.

W sektorze budynków wielorodzinnych i użyteczności publicznej środki poprawy efektywności energetycznej mogą być związane z:

- ogrzewaniem i chłodzeniem (pompy ciepłe, nowe efektywne kotły, instalacja lub unowocześnienie pod kątem efektywności systemów grzewczych i chłodniczych itd.);
- izolacją i wentylacją (np. izolacja ścian i dachów, podwójne/potrójne szyby w oknach, pasywne ogrzewanie i chłodzenie);
- wytwarzaniem ciepłej wody użytkowej (np. instalacja nowych urządzeń, bezpośrednie i efektywne wykorzystanie w ogrzewaniu przestrzeni, pralkach itd.);
- oświetleniem (np. nowe efektywniejsze żarówki, systemy cyfrowych układów kontroli, używanie detektorów ruchu w budynkach handlowych itp.);
- gotowaniem i chłodnictwem (nowe, sprawne urządzenia, systemy odzysku ciepła);
- pozostałym sprzętem i urządzeniami technicznymi (np. urządzenia do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, nowe wydajne urządzenia, sterowniki czasowe dla optymalnego zużycia energii, instalacja kondensatorów w celu redukcji mocy biernej, transformatory o niewielkich stratach itp.);
- produkcją energii z odnawialnych źródeł w gospodarstwach domowych i zmniejszenie ilości energii nabywanej (np. kolektory słoneczne, krajowe źródła termalne, ogrzewanie i chłodzenie pomieszczeń wspomagane energią słoneczną itd.).

W sektorze przemysłowym można wymienić następujące obszary:

- procesy produkcyjne (np. bardziej efektywne wykorzystanie mediów energetycznych, stosowanie automatycznych i zintegrowanych systemów, efektywnych trybów oczekiwania itd.);

- 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).

Jako uniwersalne środki poprawy efektywności energetycznej, możliwe do wykorzystania w wielu sektorach, można wskazać:

- standardy i normy mające na celu przede wszystkim poprawę efektywności energetycznej produktów i usług, w tym budynków;
- systemy oznakowania efektywności energetycznej;
- inteligentne systemy pomiarowe, takie jak indywidualne urządzenia pomiarowe wyposażone w zdalne sterowanie i rachunki zawierające zrozumiałe informacje;
- szkolenia i edukacja w zakresie stosowania efektywnych energetycznie technologii lub technik.

Poważne możliwości drzeją 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 kluczową rolę w kwestiach dotyczących efektywności energetycznej oraz oszczędności energii.

Jako końcowy efekt wyżej wymienionych działań występuje oszczędność energii, rozumiana jako ilość zaoszczędzonej energii ustalona poprzez pomiar lub oszacowanie zużycia przed i po wdrożeniu jednego lub kilku środków poprawy efektywności energetycznej, przy jednoczesnym zapewnieniu normalizacji warunków zewnętrznych wpływających na zużycie energii. Poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii może zostać osiągnięta przez zwiększenie dostępności usług energetycznych, rozumianych jako fizyczne korzyści, udogodnienia lub pożytki wynikające z zastosowania efektywnych energetycznie technologii lub z działań, które mogą obejmować czynności, utrzymanie i kontrolę niezbędne do świadczenia usługi na podstawie umowy i które winny w normalnych warunkach prowadzić do sprawdzalnej i wymiernej lub możliwej do oszacowania poprawy

efektywności energetycznej lub oszczędności energii pierwotnej. Zwiększenie popytu na takie usługi oraz inne środki poprawy efektywności energetycznej prowadzą do wykorzystania potencjału oszczędności energii w niektórych segmentach rynku, gdzie dotychczas nie są jeszcze powszechnie oferowane audyty energetyczne (takich jak np. gospodarstwa domowe), pojmowane jako systematyczne procedury pozwalające na zdobycie odpowiedniej wiedzy o profilu istniejącego zużycia energii w: danym budynku lub zespole budynków, operacji lub instalacji przemysłowej oraz usług prywatnych lub publicznych, określające i kwantyfikujące możliwości opłacalnych ekonomicznie oszczędności energetycznych oraz informujące o uzyskanych wynikach. Dlatego też należy zapewniać ich ciągłą popularyzację i dostępność. Promowanie usług energetycznych winno być traktowane jako obszar priorytetowy dla działań mających na celu poprawę racjonalnego gospodarowania energią, prowadząc do dynamicznego rozwoju przedsiębiorstw usług energetycznych, zajmujących się świadczeniem wyżej opisanych usług lub dostarczających innych środków poprawy efektywności energetycznej w zakładach lub obiektach użytkowników i biorących przy tym na siebie pewną część ryzyka finansowego. Zapłata za tak realizowane usługi winna być oparta w całości lub w części na osiągnięciu poprawy efektywności energetycznej oraz spełnieniu innych uzgodnionych kryteriów efektywności.

Należy podkreślić, że 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 istotnego negatywnego 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 efektywności wykorzystania energii umożliwi wykorzystanie potencjalnych oszczędności energii w sposób ekonomicznie efektywny. Środki poprawy efektywnego wykorzystania energii prowadzą bezpośrednio do wymienionych oszczędności, wpływając korzystnie na zmniejszanie kosztów gospodarczego wykorzystania paliw i energii. Ukie-
runkowanie 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. Istotnym przy tym czynnikiem jest dostępność dla odbiorców końcowych, w tym niewielkich odbiorców w gospodarstwach domowych, odbiorców komercyjnych oraz małych i średnich odbiorców przemysłowych, efektywnych, wysokiej jakości programów przeprowadzanego w sposób niezależny audytu energetycznego, służącego określeniu potencjalnych środków poprawy efektywności energetycznej. Równoważna z audytem energetycznym jest certyfikacja budynków, dokonana zgodnie z przepisami w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii, w tym operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem ener-

gią 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.

Przy określaniu środków poprawy efektywności energetycznej należy wziąć pod uwagę zyski z efektywności energetycznej wynikające z szerokiego stosowania 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 uświadamienia 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 profili odbiorców końcowych lub obiektywnych specyfikacjach technicznych urządzeń zużywających energię. Ponadto należy aktywnie zachęcać konsumentów do regularnych kontroli odczytów liczników.

Uwzględniając ustalone kryteria, założone wyżej cele można osiągnąć podejmując m.in. następujące działania:

w sferze źródeł ciepła:

- ➔ modernizacja i/lub rozbudowa 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 kotłów węglowych (np. z wymuszonym górnym sposobem spalania paliwa, regulacją i rozprowadzeniem strumienia powietrza i jednocześnie spalaniem wytworzonego gazu, z katalizatorem ceramicznym itp.);
- ➔ popieranie przedsięwzięć prowadzących do wykorzystywania energii odpadowej oraz skojarzonego wytwarzania energii;
- ➔ wykonywanie wstępnych analiz techniczno-ekonomicznych dotyczących możliwości wykorzystania lokalnych źródeł energii odnawialnej (energia geotermalna, słoneczna, ze spalania biomasy);

w sferze dystrybucji 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 niewrażliwych 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 lokalną (np. wykorzystywanie źródeł energii przyjaznych środowisku, stosowanie

energooszczędnych technologii w budownictwie i przemyśle, uzasadniony wysoki stopień wykorzystywania energii odpadowej, wytwarzanie energii w skojarzeniu i in.);

- popieranie i promowanie indywidualnych działań właścicieli lokali polegających na przechodzeniu (w użytkowaniu na cele grzewcze i sanitarne) 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 SRP 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.

Ww. działania przyczyniają się do osiągnięcia celów PUE 3x20.

12.1.3 Audyt energetyczny - charakterystyka energetyczna budynków, stymulowanie rozwoju budownictwa energooszczędnego

Przed podjęciem działań inwestycyjnych, mających na celu racjonalizację użytkowania energii na cele ogrzewania, wymagane jest określenie zakresu i potwierdzenie zasadności działań na drodze audytu energetycznego.

Audyt energetyczny to ekspertyza służąca podejmowaniu decyzji dla realizacji przedsięwzięć zmniejszających koszty ogrzewania obiektu. Celem audytu energetycznego jest zalecenie konkretnych rozwiązań technicznych, organizacyjnych wraz z określeniem ich opłacalności, tj. zwrotu nakładów.

Audyt energetyczny obiektu budowlanego można najogólniej podzielić na 4 etapy działań:

- krytyczna analiza stanu aktualnego obiektu;
- przegląd możliwych usprawnień wraz z określeniem kosztów ich realizacji;
- analiza ekonomiczna opłacalności uwzględniająca oszczędności wynikające z usprawnień;
- kwalifikacja zadań i określenie harmonogramu ich realizacji.

W audycie energetycznym analizowane są wszystkie możliwe techniczne procesy prowadzące do obniżenia zapotrzebowania ciepłego przez dany obiekt budowlany. Zaznaczyć należy, że przy specyficznych obiektach budowlanych z pewnych względów technicznych niektóre z ww. działań nie mogą być prowadzone. Przykładem mogą być obiekty objęte ochroną konserwatorską posiadający indywidualną elewację zewnętrzną z istniejącymi formami charakterystycznymi dla danego okresu w architekturze budowlanej, dla których wyklucza się możliwość docieplenia ścian zewnętrznych.

W celu ujednolicenia standardów sprawności energetycznej w budownictwie w krajach Unii Europejskiej, jak również dla zmotywowania budowniczych domów i mieszkań do dążenia do optymalnego wykorzystania energii cieplnej, Parlament Europejski przyjął tzw. dyrektywę EPBD 2002/91/EC o charakterystyce energetycznej budynków. Celem tej dyrektywy było wypromowanie poprawy efektywności energetycznej budynku, biorąc pod uwagę zewnętrzne i wewnętrzne warunki budynku oraz opłacalność przedsięwzięć.

Aktualnie istotne znaczenie ma wprowadzona w 2010 r. nowelizacja ww. dyrektywy. Zgodnie z jej zapisami, już od 2021 roku na terenie Unii Europejskiej mają być wznoszone wyłącznie budynki o bardzo niskim (prawie zerowym) zapotrzebowaniu na energię, zasilane, choćby częściowo, z odnawialnych źródeł energii. Nowe budynki użyteczności publicznej muszą spełniać ten wymóg już od 2019 roku. Zmiany w dyrektywie EPBD obejmują także stare, słabo zaizolowane budynki, odpowiedzialne za największe straty energii. Unia Europejska postanowiła, że w przypadku modernizacji tych obiektów, każdy remontowany element będzie musiał spełnić chociaż minimalne wymagania energooszczędności.

Dzięki nowelizacji dyrektywy EPBD wzrośnie znaczenie certyfikatów charakterystyki energetycznej budynków, ponieważ wskaźnik charakterystyki energetycznej, podany na świadectwie, będzie musiał być umieszczany również w ogłoszeniach o sprzedaży i wynajmie certyfikowanego budynku lub mieszkania.

Podkreślona została również rola sektora publicznego, jako dającego przykład innym, poprzez wyższe wymagania dotyczące wystawiania i eksponowania świadectw dla budynków należących do władz publicznych oraz przez wcześniejszy termin przekształcenia ich w budynki o niskim zapotrzebowaniu na energię (od 2019 r.).

Świadectwa energetyczne (w Polsce obowiązują od 2009 r.) stanowią podstawowy element systemu oceny energetycznej budynku i powinny charakteryzować budynek z punktu widzenia zapotrzebowania na energię, a więc wskazywać te cechy budynku, które decydują o kosztach jego użytkowania.

Świadectwo charakterystyki energetycznej zawiera nie tylko podstawowe dane budynku i wartości wskazujące na wielkość zużycia energii, ale też porównanie wskaźników analizowanego budynku z budynkiem referencyjnym, który posiada optymalne parametry w badanym zakresie. Stąd też wszelkie rozbieżności między nimi stanowią wskazanie dla działań i usprawnień obniżających zapotrzebowanie na energię.

Głównym celem wprowadzenia systemu certyfikacji budynków, jest zmotywowanie projektantów, developerów oraz zarządców nieruchomości do traktowania energooszczędności jako niezbędnej cechy projektowanych budynków.

W myśl tej zasady zarządca lub właściciel budynku (mieszkania), poprzez ocenę energetyczną i sporządzone przez audytora energetycznego świadectwo, uzyska wiarygodną informację o standardzie energetycznym budynku (mieszkania), co z kolei pozwoli mu ustalić jego właściwą rynkową wartość. Zweryfikowane koszty eksploatacji, które wiążą się ze wskazanym (liczbowo w kWh na m² powierzchni rocznie) na świadectwie zużyciem energii pierwotnej: wyższą – niższe koszty; niższą – wyższe, podczas jego sprzedaży czy wynajmu pozwolą na ustalenie wysokiej ceny za budynek czy sprzedawane lub wynajmowane w nim mieszkania, odpowiednio do wysokości zużycia energii pierwotnej. Z kolei kontrola kotłów i systemów klimatyzacji ma zwrócić uwagę użytkowników tych urządzeń na ich sprawność energetyczną, przekładającą się na możliwość lub też brak takiej możliwości, gospodarki energią w budynku.

Świadectwo charakterystyki energetycznej ważne jest przez 10 lat. Po upływie tego czasu należy sporządzić nowe. Podobna sytuacja ma miejsce, gdy w wyniku przebudowy lub remontu budynku zmianie ulegnie jego charakterystyka energetyczna.

12.2 Racjonalizacja użytkowania energii w systemie ciepłowniczym

Racjonalizacja użytkowania energii w systemie ciepłowniczym to szereg działań, których podmiotem będą 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 gminy szczególnie istotna jest w wypadku ciepłowniczych przedsiębiorstw energetycznych, które nie mają obowiązku zatwierdzania swoich planów rozwojowych. Relacje te są szczególnie ważne z uwagi na występującą rozbieżność interesów:

- gmina chce dla swoich mieszkańców minimalizacji zużycia energii i związanej z tym minimalizacji kosztów ogrzewania;
- przedsiębiorstwo, chce sprzedać jak najwięcej energii za jak najwyższą cenę.

12.2.1 Systemowe źródła ciepła – działania wytwórcy

Zdalacznym źródłem ciepła dla Płocka jest Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A. Ocena stanu technicznego tego źródła została przedstawiona w rozdziale 5.5.

Wg Dyrektywy Europejskiego Parlamentu i Rady znak 2004/8/EC preferowanymi układami produkcji energii cieplnej szczególnie w organizmach miejskich będą układy skojarzonego wytwarzania energii cieplnej i energii elektrycznej. Takie działanie nakierowane jest na wzrost efektywności energetycznej i zwiększenie bezpieczeństwa zasilania. Produkcja ciepła w układach skojarzonych daje poprawę efektywności ekologicznej i ekonomicznej przetwarzania energii pierwotnej paliw.

Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A. wytwarza w kogeneracji energię elektryczną oraz ciepłą dla potrzeb własnego Zakładu Produkcyjnego i odbiorców obcych zlokalizowanych na jego terenie oraz energię ciepłą dla potrzeb ogrzewania miasta Płocka.

Paliwem podstawowym stosowanym w elektrociepłowni jest ciężki olej opałowy tzw. gu-dron, a uzupełniającym gaz porafineryjny oraz gaz ziemny. Obecnie maksymalna zdolność produkcyjna jednostek kotłowych wynosi 3 060 t/h pary, a ich maksymalna zainstalowana moc wynosi 2 153 MWt. Łączna moc elektryczna turbospołów wynosi 345 MWe.

EC PKN ORLEN S.A. spełnia warunki jednostki wytwórczej energii elektrycznej w wysoko-sprawnej kogeneracji.

12.2.2 System dystrybucyjny - działania dystrybutora

Miejski system dystrybucji ciepła w Płocku znajduje się w chwili obecnej w całości w gestii Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.

Racjonalizacja w obrębie systemu dystrybucji uwzględniać powinna przede wszystkim redukcję strat ciepła na przesyle oraz redukcję ubytków wody sieciowej.

Redukcję strat ciepła na przesyle uzyskać można przede wszystkim poprzez:

- poprawę jakości izolacji istniejących rurociągów i węzłów ciepłowniczych;
- wymianę sieci ciepłowniczych zużytych i o wysokich stratach ciepła na rurociągi preizolowane o niskim współczynniku strat;
- likwidację lub wymianę odcinków sieci ciepłowniczych dużych średnic obciążonych w małym zakresie, co powoduje znaczne straty przesyłowe;
- likwidację niekorzystnych ekonomicznie z punktu widzenia strat przesyłowych odcinków sieci;
- zabudowę układów automatyki pogodowej i sterowania sieci.

Redukcję ubytków wody sieciowej uzyskać można przede wszystkim 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 (hydroelewatorowych, zmieszania pompowego oraz bezpośrednich) na wymiennikowe;
- modernizację i wymianę armatury odcinającej.

Istotne jest również aby przedsiębiorstwa dążyły w systemie dystrybucji do powiększania rynku zbytu ciepła w powiązaniu ze wzrostem wskaźnika mocy zamówionej i podniesieniem standardu ekologicznego zaopatrzenia w ciepło w kotłowniach lokalnych.

Działania te mogą obejmować przyłączenie do systemu ciepłowniczego kotłowni węglowych znajdujących się w ekonomicznie i technicznie uzasadnionej odległości.

Całość działań jw. jest planowana i powinna być realizowana przez odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne. Rola samorządu terytorialnego podobnie jak w wypadku systemowego źródła ciepła ukierunkowana powinna być na minimalizację skutków finansowych dla odbiorcy energii oraz maksymalizację efektów ekologicznych.

12.3 Racjonalizacja użytkowania energii w pozasystemowych źródłach ciepła

W skali całego obszaru Gminy Miasta Płock 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.

Zagadnienie to ma swoje odzwierciedlenie również w „Programie ochrony powietrza dla strefy miasto Płock, w której zostały przekroczone poziomy dopuszczalne pyłu zawieszonego PM₁₀ i pyłu zawieszonego PM_{2,5} w powietrzu” (uchwała Nr 136/13 Sejmiku Województwa Mazowieckiego z dnia 28 października 2013 r.). Program ochrony powietrza jest dokumentem określającym działania, których realizacja ma doprowadzić do osiągnięcia wartości dopuszczalnych i docelowych substancji w powietrzu.

POP wskazuje, iż dla ograniczenia emisji komunalno-bytowej (powierzchniowej) niezbędne jest wdrożenie działań określonych w „Programie Ograniczenia Niskiej Emisji dla Płocka”. Kierunkiem koniecznym do osiągnięcia redukcji w zakresie emisji powierzchniowej jest modernizacja lub likwidacja indywidualnych źródeł opalanych węglem, czyli paliwem ekonomicznie tanim, jednak powodującym największą emisję zanieczyszczeń do powietrza. Pozostałe działania ujęte w PONE dotyczą: modernizacji ogrzewania, podłączenia do sieci ciepłowniczych, termomodernizacji budynków oraz instalacji źródeł odnawialnych.

Kotłownie lokalne

Alternatywnym rozwiązaniem dla kotłowni gazowych lub olejowych, w sytuacji stale rosnących cen nośników energii - gazu i oleju, jest modernizacja istniejącego przestarzałego źródła do nowoczesnych rozwiązań na bazie węgla. Rozwiązania te wykorzystują technologię:

- bezobsługowych kotłów wyposażonych w palniki niskoemisyjne i automatyczny system dozowania paliwa oparty o podajnik ślimakowy z odpowiednio skonstruowanym zasobnikiem węgla;
- nowoczesnych kotłów rusztowych, ze specjalnymi wentylatorami wspomagającymi dopalanie paliwa oraz instalacjami redukującymi emisję zanieczyszczeń.

Indywidualne źródła ciepła

Produkcja energii cieplnej w oparciu o węgiel kamienny w indywidualnych źródłach ciepła stanowi, obok kotłowni lokalnych, główne źródło powstawania tzw. „niskiej emisji”. Jest ona szczególnie uciążliwa dla środowiska z racji częstych praktyk spalania w piecach i kotłach indywidualnych nie tylko węgla, ale również różnego rodzaju odpadów.

Działania racjonalizacyjne powinny zostać ukierunkowane na likwidację kotłów i pieców węglowych na rzecz efektywniejszych kotłów gazowych, bądź też na działaniach mających na celu podłączenie użytkowników źródeł węglowych do miejskiego systemu ciepłowniczego.

W przypadku odbiorców zlokalizowanych na obszarach poza zasięgiem oddziaływania scentralizowanej sieci ciepłowniczej oraz systemu gazowniczego, główne działania powin-

ny zostać ukierunkowane na promocję działań zapewniających wzrost efektywności energetycznej tych obiektów. Takie działania jak termomodernizacje obiektów posiadających indywidualne źródła ciepła czy też promocja odnawialnych źródeł energii, przełożą się na ograniczenie zużycia nośników energii na cele grzewcze.

Istotnym narzędziem Gminy Miasta Płock w procesie racjonalizacji użytkowania energii mogło być wdrożenie „Programu Ograniczenia Niskiej Emisji w Płocku” poprzez dotacje z budżetu miasta do zmiany rozwiązania zaopatrzenia w ciepło i modernizację systemów grzewczych w lokalach mieszkalnych zlokalizowanych na jego terenie. PONE uchwalony został przez Radę Miasta Płocka w dniu 30 marca 2010 r. (uchwała Nr 675/XLVIII/10). Program rozłożony został na osiem kolejnych lat. Rocznie założono 130 modernizacji źródeł ciepła w budynkach objętych programem, z czego 120 w zabudowie jednorodzinnej oraz 10 w zabudowie wielorodzinnej. Modernizacje źródeł w zabudowie jednorodzinnej obejmują wymianę starych niskosprawnych kotłów węglowych na kotły retortowe oraz montaż kolektorów słonecznych do ogrzewania ciepłej wody użytkowej. W zabudowie wielorodzinnej przewidziano wyłącznie podłączenie budynków do sieci ciepłej. Niestety w związku z brakiem możliwości pozyskania zewnętrznych źródeł finansowania, Program nie był realizowany.

12.4 Racjonalizacja użytkowania ciepła u odbiorców

Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie nośników energii u odbiorców mają szczególnie na celu:

- dążenie do jak najmniejszych opłat dla odbiorców energii (przy spełnieniu warunku samofinansowania się sektora paliwowo-energetycznego);
- minimalizację szkodliwych dla środowiska skutków funkcjonowania sektora paliwo-wo-energetycznego;
- zapewnienie bezpieczeństwa i pewności zasilania w zakresie dostaw określonych potrzeb energetycznych.

12.4.1 Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna

W latach 90-tych XX w. w związku z wprowadzeniem zasad wolnorynkowych nastąpił proces zmian właścicielskich w zakresie użytkowania obiektów wielorodzinnych.

Obiekty budownictwa wielorodzinnego można podzielić na:

- obiekty komunalne;
- obiekty zakładowe;
- obiekty spółdzielcze;
- obiekty, których właścicielami są grupy indywidualnych osób tworzące tzw. wspólnoty mieszkaniowe;
- obiekty Skarbu Państwa.

Działania usprawniające i poprawiające użytkowanie ciepła podejmowane są przez właścicieli danych obiektów budowlanych, czyli przez wyżej wymienione grupy właścicielskie.

Prowadzone zmiany technologiczne w budownictwie sprowadzają się do zastosowania nowych, łatwych, prostych w obsłudze konstrukcji, nowych materiałów o polepszonych właściwościach technicznych. Ogólny proces zmian prowadzonych w nowoczesnym budownictwie sprowadzony jest do:

- uzyskania obiektu o prostym i krótkotrwałym procesie prowadzenia budowy;
- korzystania z nowych lub ulepszonych materiałów o dobrych parametrach zarówno konstrukcyjnych jak i cieplnych;
- uzbrojenia budynku w instalacje wewnętrzne wykonane w nowoczesnym systemie;
- uzbrojenia budynku w urządzenia o wysokim stopniu sprawności.

Obiekty nowobudowane mają spełnić i spełniają oczekiwania użytkownika, zarówno w zakresie wyglądu, funkcjonalności, ale przede wszystkim w zakresie niskich kosztów użytkowania.

W stosunku do istniejących obiektów budowlanych, prowadzi się działania modernizacyjne polegające na wymianie poszczególnych elementów budynku, wprowadzanie działań poprawiających izolacyjność obiektu, tj. zmniejszenie strat ciepła np. w wyniku likwidacji nie szczelności. W procesie modernizacyjnym wprowadza się ulepszone już istniejące 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.

Tabela 12-1. Zabiegi termomodernizacyjne budowlane

Lp.	Rodzaj elementu	Cel zabiegu	Sposób realizacji
1	Ściany zewnętrzne i ściany oddzielające pomieszczenia o różnych temperaturach (np. od klatki schodowej)	Zwiększenie izolacyjności termicznej i likwidacja mostków cieplnych	Ocieplenie dodatkową warstwą izolacji termicznej
2	Fragmenty ścian zewnętrznych przy grzejnikach	Lepsze wykorzystanie ciepła od grzejników	Ekrany za-grzejnikowe
3	Stropodachy i stropy poddasza	Zwiększenie izolacyjności termicznej	Ocieplenie dodatkową warstwą izolacji termicznej
4	Stropy nad piwnicami nie ogrzewanymi i podłogi parteru w budynkach nie podpiwniczonych	Zwiększenie izolacyjności termicznej	Ocieplenie dodatkową warstwą izolacji termicznej
5	Okna, świetliki dachowe, świetliki okienne w piwnicach	Zmniejszenie niekontrolowanej infiltracji	Uszczelnienie
		Zwiększenie izolacyjności termicznej	Dodatkowa szyba lub warstwa folii, zastosowanie szyb ze specjalnego szkła lub wymiana okien
		Zmniejszenie powierzchni przegród zewnętrznych o wysokich stratach ciepła	Częściowa zabudowa okien
		Okresowe zmniejszenie strat ciepła	Okiennice, żaluzje, zasłony
6	Drzwi zewnętrzne	Zmniejszenie niekontrolowanej infiltracji	Uszczelnienie
		Ograniczenie strat użytkowych	Zasłony, automatyczne zamykanie drzwi
		Zwiększenie izolacyjności termicznej	Ocieplenie lub wymiana na drzwi o lepszej termice
7	Loggie, tarasy, balkony	Utworzenie przestrzeni izolujących	Obudowa
8	Otoczenie budynku	Zmniejszenie oddziaływań klimatycznych (np. wiatru)	Osłony przeciwwiatrowe (ekrany) roślinność ochronna

Przed podjęciem działań inwestycyjnych mających na celu racjonalizację użytkowania energii na cele ogrzewania wymagane jest określenie zakresu i potwierdzenie zasadności działań na drodze audytu energetycznego.

W celu określenia dokładnej liczby obiektów, w których powinny lub już nastąpiły zmiany w zakresie działań termomodernizacyjnych, należy określić strukturę wiekową budynków.

Analiza działań w zakresie termorenowacji budynków wielorodzinnych

Przy ocenie potencjalnych działań termorenowacyjnych należy bezwzględnie zwrócić uwagę na dwa istotne zagadnienia:

- każdy budynek wymaga indywidualnego potraktowania, przy czym nie tyle chodzi tu o dobór parametrów projektowych, a o sprawdzenie czy występują szczególnie newralgiczne miejsca (mostki cieplne, miejsca przemarzania itp.). Dlatego termorenowacja każdego budynku musi być poprzedzona audytem energetycznym, który poza doбором optymalnego rozwiązania, winien służyć sprawdzeniu występowania wspomnianych miejscowych usterek cieplnych. Koszt takiego audytu zostaje uwzględniony w określaniu kosztu koniecznych działań termorenowacyjnych;
- element poddany termorenowacji 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 ogólnobudowlany, a prace termorenowacyjne winny być, stosownie do potrzeb, poprzedzone pracami remontowymi.

Działania w zakresie docieplenia ścian zewnętrznych

Docieplanie może być realizowane:

- w technologii suchej: płyty z materiału izolacyjnego (wełna mineralna) mocowane są do ścian i pokrywane warstwą osłonową np. sidingiem;
- w technologii mokrej: płyty z materiału izolacyjnego (prawie zawsze styropian choć istnieje również technologia oparta na wełnie mineralnej) i pokrywane odpowiednim tynkiem.

Docieplanie ścian zewnętrznych jest technologią dobrze opanowaną, a paleta ofert firm zajmujących się tego typu działaniami jest bogata.

Na koszt wykonania składają się:

- koszt materiałów, w przybliżeniu proporcjonalny do grubości izolacji;
- koszt robocizny, w dużo mniejszym stopniu zależny od grubości izolacji;
- koszt przygotowania i wykorzystania rusztowań, całkowicie niezależny od grubości izolacji, natomiast zależny od wysokości budynku.

Docieplenie dachów i stropodachów

Sposób wykonania docieplenia dachów i stropodachów zależy od rodzaju konstrukcji połaci dachowych, jednak najczęściej stosuje się metody suche.

W przypadku poddaszy niskich, przełazowych, nie mających dostępu z wewnątrz budynku ocieplenie wykonuje się przez otwory wykonane w części dachowej.

W poddaszach, gdzie istnieje łatwy dostęp, położenie dodatkowej warstwy materiału izolacyjnego jest operacją prostą i taną (koszt materiału + koszt robocizny położenia warstwy).

Rzeczywisty koszt wykonania docieplenia można określić tylko indywidualnie dla każdego z budynków, w zależności od możliwej do zastosowania technologii.

Doszczelnienie oraz wymiana nieszczelnych drzwi i okien:

- *doszczelnianie istniejącej stolarki budowlanej* - odbywa się z wykorzystaniem uszczelek z odpowiednich profili gumowych lub z gąbki i należy do najtańszych działań termorenowacyjnych. Korzyści są trudne do oceny - zależą głównie od stopnia nieszczelności okien przed uszczelnieniem;
- *wymiana nieszczelnej stolarki budowlanej* - jej koszt może być bardzo zróżnicowany. Zależy on m.in. od: materiału ramy okiennej (drewno, PCW), rodzaju okuć budowlanych, wymiaru okien, wielkości zamówienia, rodzaju zastosowanych szyb (ozdobne, refleksyjne, antywłamaniowe oraz o różnym współczynniku przenikania ciepła).

Montaż zagrzejnikowych płyt refleksyjnych

Ekran-y zagrzejnikowe montuje się za grzejnikami umieszczonymi na zewnętrznych ścianach budynków. Ekran-y zagrzejnikowe to rodzaj lokalnej izolacji wewnętrznej ścian budynków w rejonie położonym za grzejnikami ciepła.

Na podstawie danych z wielu realizacji dokonanych termomodernizacji można określić pewne przeciętne efekty zysków ciepła po przeprowadzeniu poszczególnych działań termomodernizacyjnych. Przedstawia to poniższa tabela.

Tabela 12-2. Zestawienie przeciętnych efektów uzysku ciepła w stosunku do stanu poprzedniego

Lp.	Sposób uzyskania oszczędności	Obniżenie zużycia ciepła w stosunku do stanu poprzedniego
1	Wprowadzenie w węzle cieplnym automatyki pogodowej oraz urządzeń regulacyjnych	5-15%
2	Wprowadzenie hermetyzacji instalacji i izolowanie przewodów, przeprowadzenie regulacji hydraulicznej i zamontowanie zaworów termostatycznych we wszystkich pomieszczeniach	10-25%
3	Wprowadzenie podzielników kosztów	ok.10-15 %
4	Wprowadzenie ekranów zagrzejnikowych	ok. 2-3 %
5	Uszczelnienie okien i drzwi zewnętrznych	5-8%
6	Wymiana okien na 3 szybowe ze szkłem specjalnym	10-15%
7	Ocieplenie zewnętrznych przegród budowlanych (ścian, dachu, stropodachu – bez okien)	10-25%

Źródło: „Termomodernizacja Budynków. Poradnik Inwestora” - Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA Warszawa 1999.

Należy zwrócić uwagę, że określenie efektów w przypadku podjęcia dwóch lub więcej usprawnień wymienionych w powyższej tabeli nie jest sumą arytmetyczną poszczególnych działań.

Charakterystyka energetyczna budynków – nowe standardy energetyczne budynków

W lipcu 2013 roku zostało podpisane rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2013 r., poz. 926). Rozporządzenie to weszło w życie z dniem 1 stycznia 2014 r. Stanowi ono wdrożenie art. 4 do 8 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

Nowelizacja rozporządzenia wskazuje między innymi nowe wymagania dotyczące izolacyjności cieplnej, jak również „ścieżkę” dojścia do wymagań stawianych w roku 2021, tj. okresu, kiedy wszystkie nowo wznoszone budynki, w myśl zapisów art. 9 ww. dyrektywy, powinny charakteryzować się niemal „zerowym zużyciem energii”. Dla budynków zajmowanych przez władze publiczne i będących ich własnością rokiem dojścia do wymaganych parametrów jest rok 2019.

Ponadto przepisy znowelizowanego rozporządzenia określają maksymalne wartości wskaźnika EP - wskaźnika energii pierwotnej, na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania c.w.u., potrzeby chłodzenia oraz potrzeby oświetlenia.

Dla zobrazowania skali zmian, jakie winny nastąpić w najbliższych latach, poniżej zestawiono wybrane kryteria izolacyjności przegród zewnętrznych porównując stan według przepisów dotychczasowych i wprowadzonych do obowiązywania.

Tabela 12-3. Przykładowe zmiany współczynnika przenikania ciepła

Lp.	Rodzaj przegrody	Współczynnik przenikania ciepła $U_{C(max)}$ [W/m ² K]			
		Do 31.12.2013	Od 01.01.2014	Od 01.01.2017	Od 01.01.2021
1	Ściany zewnętrzne	0,30	0,25	0,23	0,20
2	Dachy, stropodach i stropy pod nieogrzewanymi poddaszami lub nad przejazdami	0,25	0,20	0,18	0,15
3	Stropy nad pomieszczeniami nieogrzewanymi i zamkniętymi przestrzeniami podpodłogowymi	0,45/0,8	0,25	0,25	0,25
4	Okna, drzwi balkonowe, powierzchnie przezroczyste nieotwieralne	1,8/1,7	1,3	1,1	0,9
5	Okna połaciowe	1,8	1,5	1,3	1,1

Wartość współczynnika określona dla temperatury obliczeniowej ogrzewanego pomieszczenia $t_i \geq 16^\circ\text{C}$

Zakres działań termorenowacyjnych zasobów mieszkaniowych wielorodzinnych

Działania termorenowacyjne w budownictwie wielorodzinnym zostały na terenie Gminy Miasta Płock częściowo zrealizowane. Ich efektem jest spadek zapotrzebowania ciepła zużywanego na cele grzewcze w zabudowie mieszkaniowej wielorodzinnej.

Budynki wielorodzinne zlokalizowane w części prawobrzeżnej Płocka w znacznej mierze ogrzewane są z msc. Natomiast na lewym brzegu Wisły brak jest sieci ciepłowniczej i gazowej, a źródłami zasilania są indywidualne i lokalne kotłownie spalające: węgiel, olej opałowy, gaz płynny.

Notowany w ostatnich latach systematyczny spadek sprzedaży ciepła w zabudowie wielorodzinnej podłączonej do systemu ciepłowniczego jest wynikiem zarówno wykonanych działań termomodernizacyjnych, jak i nie związanych z działaniami termomodernizacyjnymi redukcji mocy zamówionej po stronie odbiorców. Zakłada się, że nie związane z działaniami inwestycyjnymi redukcje mocy zamówionej nie będą w latach następnych występowały z takim nasileniem jak w minionym okresie - z uwagi na ustabilizowany w chwili obecnej układ zarządzania systemem ciepłowniczym, a także przepisy § 41 ust.2 rozporządzenia Ministra Gospodarki

z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz.U. Nr 194, poz.1291), przyznające przedsiębiorstwu energetycznemu prawo do dokonania w sezonie grzewczym kontroli prawidłowości określenia przez odbiorcę zamówionej mocy cieplnej w przypadku gdy zamówiona przez odbiorcę moc cieplna jest mniejsza od mocy cieplnej określonej w umowie o przyłączenie danego obiektu do sieci ciepłowniczej albo gdy wartości współczynnika wykorzystania zamówionej mocy cieplnej znacznie różnią się od wartości technicznie uzasadnionych, zaś w przypadku powstania sporu w sprawie ustalenia wielkości zamówionej mocy cieplnej, zalecające wykonanie audytu energetycznego przez uprawnioną jednostkę według standardów określonych w odrębnych przepisach, przy czym wynik tego audytu jest wiążący dla obu stron.

Obecnie w sposób indywidualny działające spółdzielnie mieszkaniowe oraz wspólnoty mieszkaniowe określają zakres działań remontowych, w tym działań racjonalizujących użytkowanie ciepła. Każda spółdzielnia i wspólnota mieszkaniowa w stosunku do własnych zasobów mieszkaniowych przygotowuje plany realizacyjne obecnych i przyszłych inwestycji. Przy podejmowaniu inwestycji znaczących w zakresie racjonalizacji ciepła podmioty te mogą korzystać z istniejących programów wspierających tego typu inwestycje. Członkowie spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych mogą podejmować własne działania w zakresie np. wymiany stolarki okiennej. Sposób partycypacji kosztów ze strony spółdzielni z tzw. funduszu remontowego jest określony w wewnętrznych odrębnych regulaminach przyjętych uchwałą spółdzielni.

Obecne możliwości wsparcia finansowego działań w zakresie racjonalizacji ciepła:

- zakres wsparcia wynikający z ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz.U. Nr 223, poz.1459 z późn. zm.),
- szeroki rynek kredytowy (np. kredyty remontowe) istniejący na rynku bankowym,
- wsparcie finansowe z istniejących funduszy ekologicznych.

W dalszym etapie racjonalizacji zużycia nośników energii niezbędnym jest zintensyfikowanie działań termomodernizacyjnych w budownictwie wielorodzinnym oraz przeprowadzenie działań termomodernizacyjnych w obiektach, które wykorzystują ogrzewanie indywidualne. Działania te skoordynowane ze zmianą sposobu zaopatrzenia w ciepło, w tym podłączenia do msc, pozwolą na uzyskanie znacznych oszczędności oraz poprawę efektywności zużycia energii w obiektach mieszkaniowych zlokalizowanych na terenie Płocka.

12.4.2 Zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna

Zgodnie z terminologią zawartą 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 termorenowacji, jaką przedstawiono w stosunku do obiektów wielorodzinnych.

Ogólna dostępność i szeroka możliwość wyboru na rynku różnych systemów ogrzewania budownictwa indywidualnego oraz możliwość korzystania z form wspomagających finansowo procesy modernizacyjne i remontowe spowodowała, że od połowy lat 80 obserwuje się proces wymiany np. indywidualnych wyeksploatowanych kotłów na kotły nowe o większym wskaźniku sprawności, wymiany systemu zasilania (np. przejście z paliwa stałego na gazowe), wymiana grzejników itp.

Należy zaznaczyć, że nowe kotły są wsparte pełną automatyką, która umożliwia indywidualną korektę oczekiwanej temperatury w pomieszczeniu. System automatyki daje również możliwość wprowadzenia programu umożliwiającego pracę systemu w określonym przedziale czasowym. System pozwala dostosować zmienne oczekiwane temperatury w pomieszczeniu w różnych okresach dobowych.

Właściciele obiektów jednorodzinnych mają szeroki zakres dostępności do nowych technologii w zakresie działań wpływających na zmniejszenie zapotrzebowania ciepłego budynku i zmniejszenie kosztów eksploatacji przy zachowaniu efektu komfortu ciepłego. W nowym budownictwie jednorodzinnym zwiększa się stopień obiektów, które wykorzystują niekonwencjonalne źródła energii.

Właściciele obiektów jednorodzinnych również mogą ubiegać się o istniejące formy wsparcia przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Możliwości wsparcia finansowego działań w zakresie racjonalizacji ciepła dają:

- zakres wsparcia wynikający z ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz.U. Nr 223, poz.1459 z późn. zm.),
- szeroki rynek kredytowy (np. kredyty remontowe) istniejący na rynku bankowym.

Obecnie indywidualny inwestor – właściciel, sam podejmuje decyzję o prowadzeniu działań w zakresie modernizacji własnego źródła ciepła oraz działań w zakresie termomodernizacji. Przy podjęciu decyzji o określonym sposobie realizacji indywidualny inwestor ma możliwość korzystania z informacji udzielanych przez przedstawicieli technicznych poszczególnych firm działających na rynku w zakresie systemów ogrzewania i docieplania budynków indywidualnych oraz z istniejącego rynku medialnego - specjalistycznych wydawnictw z zakresu budownictwa.

12.4.3 Budynki użyteczności publicznej

Na terenie Gminy Miasta Płock znajduje się znaczna liczba obiektów użyteczności publicznej (budynki administracji publicznej, szkoły, wyższe uczelnie, kina, domy kultury itp.) oraz obiekty posiadające specyficzną funkcjonalność, np.: pływalnie, hale sportowe i widowiskowe, stadion, ogród.

Zlokalizowane obiekty użyteczności publicznej w obszarze miasta charakteryzują się szerokim zakresem architektonicznym i z tego względu nie przeprowadzono szczegółowej analizy efektów cieplnych w stosunku do tych obiektów. Przy tego typu budynkach należy przeprowadzić indywidualne audyty energetyczne, które uwzględnią indywidualne zapotrzebowanie ciepłe dla danego typu obiektu oraz możliwości ich realizacji z punktu widzenia architektury.

12.5 Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych

Przy rozpatrywaniu działań związanych z racjonalizacją użytkowania paliw należy wziąć pod uwagę cały ciąg logiczny operacji z związanych z ich użytkowaniem:

- pozyskanie paliw;
- przesył do miejsca użytkowania;
- dystrybucja;
- wykorzystanie paliw gazowych;
- wykorzystanie efektów stosowania paliw gazowych.

W tym ciągu pozyskanie paliw pozostaje całkowicie poza zasięgiem Płocka (zarówno pod względem geograficznym jak i organizacyjno-prawnym), a co więcej w znacznej mierze poza granicami Polski, stąd kwestia ta została całkowicie pominięta. Również problemy związane z długodystansowym przesyłem gazu stanowią zagadnienie o charakterze ponadlokalnym, które powinno być analizowane w skali nawet ponad wojewódzkiej.

Pozostałe problemy są natomiast zagadnieniami, które winny być analizowane z punktu widzenia polityki energetycznej Płocka. Stąd też zostały one omówione w kolejnych rozdziałach.

12.5.1 Zmniejszenie strat gazu w systemie dystrybucji

Działania związane z racjonalizacją użytkowania gazu w zakresie jego dystrybucji, prowadzą się do zmniejszenia strat gazu.

Straty gazu w sieci dystrybucyjnej spowodowane są głównie następującymi przyczynami:

- nieszczelności na armaturze - dotyczą zarówno samej armatury i jak i jej połączeń z gazociągami (połączenia gwintowane lub przy większych średnicach kołnierzo-we) - zmniejszenie przecieków gazu na samej armaturze w większości wypadków będzie wiązało się z jej wymianą;
- sytuacje związane z awariami (nagłymi nieszczelnościami) i remontami (gaz wypuszczany do atmosfery ze względu na prowadzone prace) - modernizacja sieci wpłynie na zmniejszenie prawdopodobieństwa awarii.

Należy podkreślić, że zmniejszenie strat gazu ma trojaki rodzaj znaczenia:

- efekt ekonomiczny: zmniejszenie strat gazu powoduje zmniejszenie kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa gazowniczego, co w dalszym efekcie powinno skutkować obniżeniem kosztów zaopatrzenia w gaz dla odbiorcy końcowego;
- metan jest gazem powodującym efekt cieplarniany, a jego negatywny wpływ jest znacznie 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.

Na terenie Gminy Miasto Płock dystrybucją gazu, a co za tym idzie, także eksploatacją sieci gazowej, zajmuje się PSG Sp. z o.o., Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie, odpowiedzialny również za zmniejszenie strat gazu na przesyle.

Wg oceny danych pozyskanych od ww. Spółki, działania związane ze zmniejszeniem strat gazu w systemie, były systematycznie realizowane.

Ze względu na fakt, że w warunkach zabudowy miejskiej bardzo istotne znaczenie mają koszty związane z zajęciem pasa terenu, uzgodnieniem prowadzenia różnych instalacji podziemnych oraz zwłaszcza z odtworzeniem nawierzchni, jest rzeczą celową aby wymiana instalacji podziemnych różnych systemów (gaz, woda, kanalizacja, kable energetyczne i telekomunikacyjne itd.) była prowadzona w sposób kompleksowy.

12.5.2 Racjonalizacja wykorzystania paliw gazowych

Jak to opisano w rozdziałach: 4 i 7 paliwa gazowe w Płocku 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 średnio-eksploatacyjnej;
- 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.

W przypadku przygotowywania ciepłej wody użytkowej w podgrzewaczach przepływowych największe możliwości oszczędności należy wiązać z:

- lepszym rozwiązaniem układu palnikowego oraz układu powierzchni ogrzewalnych podgrzewacza;
- stosowanie zapalaczy iskrowych zamiast dyżurnego płomienia.

Zmiany zapotrzebowania gazu na cele bezpośrednio technologiczne spowodowane podwyższeniem sprawności wytwarzania wymagają indywidualnych ocen dla każdego z odbiorców, jednak będą mniejsze od zmian zapotrzebowania gazu związanych z wahaniami produkcji.

Reasumując, najważniejsze kierunki zmian zapotrzebowania gazu 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 – szczególnie dotyczy to planów zgazyfikowania lewobrzeżnej części Płocka;
- przyłączania odbiorców nowo wybudowanych.

12.6 Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej

12.6.1 Ograniczenie strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym

Najważniejszymi kierunkami zmniejszania strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym są:

- zmniejszenie strat przesyłowych w liniach energetycznych;
- zmniejszenie strat jałowych w stacjach transformatorowych.

Zmniejszaniu strat przesyłowych w liniach energetycznych będzie sprzyjać przechodzenie z zasilania na napięciach 6 kV na napięcie 15 kV, bowiem tym samym mocom będą towarzyszyły mniejsze prądy. Jest to argument przemawiający za przechodzeniem w sieciach średniego napięcia Płocka na zasilanie na poziomie 15 kV.

W przypadku stacji transformatorowych zagadnienie zmniejszania strat rozwiązywane jest przez ENERGA Operator S.A., 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 ENERGA Operator S.A.

Generalnie należy stwierdzić, że podmiotami w całości odpowiedzialnymi za zagadnienia związane ze zmniejszeniem strat w systemie dystrybucji energii elektrycznej na obszarze Gminy Miasta Płock są przedsiębiorstwa dystrybucyjne (ENERGA Operator S.A., PKP ENERGETYKA S.A. oraz PKN ORLEN S.A.).

12.6.2 Poprawienie efektywności wykorzystania energii elektrycznej

Najistotniejsze sposoby wykorzystania energii elektrycznej to:

- napęd silników elektrycznych;
- oświetlenie;
- ogrzewanie elektryczne;
- zasilanie urządzeń elektronicznych.

Z punktu widzenia poprawy efektywności wykorzystania energii elektrycznej, działania dotyczące modernizacji samych silników elektrycznych są mało atrakcyjne. Z tego punktu widzenia należy zwracać uwagę raczej na wymianę całego urządzenia, które jest napędzane tym silnikiem, a to należy zaliczyć do działań związanych z poprawą efektów stosowania energii elektrycznej.

W przypadku napędów elektrycznych należy zwrócić uwagę na możliwość oszczędzania energii elektrycznej poprzez zastosowanie napędów z regulacją 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.

W miarę możliwości okresy pracy większych odbiorników energii elektrycznej należy przesunąć na godziny poza szczytem (zmniejszenie ponoszonych kosztów w związku z użytkowaniem energii elektrycznej w strefach pozaszczytowych).

W kolejnych podrozdziałach dokonano rozwinięcia szeregu powyżej zasygnalizowanych problemów.

12.6.3 Analiza i ocena możliwości wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania

Ogrzewanie elektryczne polega na bezpośrednim wykorzystaniu przemiany energii elektrycznej na ciepło w pomieszczeniu za pomocą m.in. grzejników elektrycznych, listew przypodłogowych oraz ogrzewania podłogowego lub sufitowego za pomocą kabli czy mat grzejnych.

Ogrzewanie elektryczne w ostatnich czasach jest szeroko propagowane i zdobywa sobie coraz więcej zwolenników. Jego zastosowanie pociąga za sobą wysokie koszty eksploatacyjne przy relatywnie niskich inwestycyjnych. Na rynku dostępnych jest wiele urządzeń grzewczych wykorzystujących energię elektryczną. Decydując się na ogrzewanie elektryczne należy zwrócić uwagę na odpowiedni dobór mocy. Istotne bowiem jest nie tylko zapewnienie komfortu cieplnego, ale również najniższych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Wśród zalet, jakie posiada ogrzewanie elektryczne należy wymienić:

- powszechną dostępność źródła energii (np. na terenach, gdzie rozwija się budownictwo jednorodzinne, a brak tam uzbrojenia w gaz lub sieci ciepłownicze);
- niskie nakłady inwestycyjne - instalacja elektryczna musi być wykonana w każdym budynku; ogrzewanie elektryczne wyklucza konieczność budowy dodatkowych pomieszczeń na kotłownię, składowanie paliwa i popiołu, brak także (w przypadku modernizacji obiektu) potrzeby ochrony komina przed działaniem spalin (jak np. w przypadku kotłowni gazowych);
- komfort i bezpieczeństwo użytkowania (nie występuje zagrożenie wybuchem lub zaciadzeniem, brak potrzeby gromadzenia materiałów łatwopalnych - paliwa);
- bezpośrednie i dokładne opomiarowanie zużytej energii;
- możliwość optymalizacji zużycia energii - duża możliwość regulacji temperatury, również osobno dla poszczególnych pomieszczeń w mieszkaniu;
- brak strat ciepła na doprowadzeniach, wewnątrz budynku oraz do budynku;
- możliwość zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych mieszkańców budynku za pomocą jednego nośnika energii;
- stała gotowość eksploatacyjna - możliwość zaspokojenia potrzeby ogrzewania poza sezonem grzewczym;
- możliwość instalowania grzejników o różnych gabarytach, zależnie od potrzeb występujących w danym pomieszczeniu;
- niskie koszty naprawy i obsługi;
- instalacje ogrzewania elektrycznego nie wymagają działań konserwacyjnych;
- duża sprawność i trwałość urządzeń;

- „ekologiczność” ogrzewania - w miejscu jego użytkowania. Emisja zanieczyszczeń odbywa się w miejscu wytwarzania energii elektrycznej (w przypadku gdy nie jest ona wytwarzana w sposób ekologiczny).

Do wad ogrzewania elektrycznego należy zaliczyć:

- wysokie koszty eksploatacji - średnie koszty są wyższe niż dla ogrzewania gazowego, olejowego, czy w przypadku opalania drewnem. Zakłady Energetyczne czynią starania w celu zwiększenia konkurencyjności ogrzewania elektrycznego w stosunku do innych mediów. Służy temu szeroka akcja marketingowa poparta tworzeniem specjalnych grup taryfowych. Niektóre zakłady elektroenergetyczne posiadają kilka odmian swoich taryf dwu- lub trójstrefowych.

Poniżej wymieniono niektóre rodzaje ogrzewania opartego na wykorzystaniu energii elektrycznej wraz z krótkim opisem:

- podłogowe (kablowe, przy pomocy mat grzewczych) - ciepło rozchodzi się od dołu ku górze i równomiernie całodobowo ogrzewa pomieszczenie, możliwość regulowania temperatury; instalacja nie wymaga konserwacji i jest niewidoczna;
- sufitowe (z użyciem folii grzewczych) - równomierny rozkład temperatury, instalacja niewidoczna pokryta np. tapetą;
- listwy grzejne - system składający się z dowolnej ilości modułów;
- piece akumulacyjne (statyczne lub z dynamicznym rozładowaniem) - zasilanie tańszą energią „nocną”;
- elektryczne kotły c.o. - przepływowe i akumulacyjne;
- grzejniki konwektorowe - nie wymagają dodatkowych instalacji, mają małe wymiary i niewielki ciężar;
- ogrzewacze promiennikowe - ogrzewanie nakierowane na konkretne miejsca w ogrzewanym pomieszczeniu;
- grzejniki nawiewne - dmuchawy gorącego powietrza ogrzanego przez grzałki elektryczne;
- montaż grzałek w piecach węglowych - system tani (przy wykorzystaniu w czasie tańszej strefy taryfy nocnej), ale przestarzały i niezapewniający jednakowego rozkładu temperatury w pomieszczeniu.

Możliwość wykorzystania energii elektrycznej jako nośnika ciepła w budownictwie mieszkaniowym musi wiązać się z istnieniem odpowiednich rezerw w systemie elektroenergetycznym na danym terenie. Istotny czynnik stymulujący stanowić może stworzenie przez ENERGA Operator SA grup taryfowych preferujących w większym stopniu, niż dotychczasowa taryfa dwustrefowa, odbiorców korzystających z ogrzewania elektrycznego. Aktualnie nie wydaje się być zbyt racjonalnym lansowanie stosowania w nowej zabudowie ogrzewania opartego na wykorzystaniu energii elektrycznej, głównie z uwagi na jego wysokie koszty eksploatacyjne.

Celowym wydaje się wykorzystanie tego rodzaju ogrzewania na obszarach, na których dokonuje się rewitalizacji zabudowy, czy też modernizacji istniejącego sposobu ogrzewania

będącego często źródłem „niskiej emisji” (zmiany sposobu ogrzewania mieszkań za pomocą pieców ceramicznych i etażowych ogrzewań węglowych). Zastosowanie energii elektrycznej jako źródła energii cieplnej podyktowane może być również brakiem możliwości technicznych zastosowania innego nośnika energii (np. obiekt zabytkowy). Przy podejmowaniu działań zmierzających do wykorzystania ogrzewania elektrycznego należy brać pod uwagę możliwości istniejącej w danym rejonie infrastruktury elektroenergetycznej.

W przypadku zmiany sposobu ogrzewania z węglowego na system elektroenergetyczny konieczne jest wykonanie inwestycji (w najprostszej formie) obejmujących:

- przygotowanie sieci elektroenergetycznych do zwiększonego poboru mocy; wymianę liczników jednofazowych na liczniki trójfazowe, dwu- lub trójstrefowe;
- zamontowanie w mieszkaniach grzejników elektrycznych wraz z regulatorami temperatury lub zabudowa w istniejących piecach kaflowych grzałek elektrycznych z regulatorami temperatury.

Przed wykonaniem inwestycji polegającej na konwersji ogrzewania z węglowego na system elektroenergetyczny celowym jest potwierdzenie wielkości energetycznych budynku dla określenia jego dokładnego zapotrzebowania na moc cieplną i rocznego zużycia ciepła (najlepiej poprzez wykonanie audytu energetycznego).

Biorąc pod uwagę wielkość kosztów eksploatacyjnych oraz zakres występowania ogrzewań elektrycznych w istniejącej zabudowie zakłada się, że energia elektryczna będzie stanowiła alternatywne źródło energii cieplnej w Płocku w ograniczonym zakresie. Jej zastosowanie będzie uzależnione od dyspozycyjności sieci elektroenergetycznej w danym obszarze. Głównym odbiorcą energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania będą modernizowane budynki mieszkalne i usługowe.

12.6.4 Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego

Modernizacja oświetlenia poprzez samą zamianę źródeł światła (elementu świecącego i oprawy) stwarza już 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. Istotnym czynnikiem jest właściwy dobór źródeł światła: żarówek, źródeł niskonapięciowych, lamp sodowych i rtęciowych, żarówek metalohalogenkowych, świetlówek oraz źródeł typu White Son. 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. Ważne jest, by zastosować takie oprawy, które zapewnią prawidłowy rozsył światła i będą wyposażone w wysokiej klasy odbłyśniki. 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.

Zgodnie z art.18 ustawy Prawo energetyczne do zadań własnych gminy należy planowanie i finansowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na jego terenie.

Właścicielami urządzeń oświetlenia drogowego na analizowanym terenie są: Gmina Płock - Miejski Zarząd Dróg w Płocku (ok. 55% pktów świetlnych) oraz ENERGA - Oświetlenie Sp. z o. o. Region Południe (ok. 45% pktów świetlnych).

Popularną praktyką w naszym kraju jest to, iż zakłady elektroenergetyczne obciążają gminy nie tylko kosztami energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia, ale również (osobno) kosztami konserwacji oświetlenia. Gmina odpowiadając za oświetlenie na swoim terenie i ponosząc koszty związane z konserwacją oświetlenia, powinna dążyć do przejęcia całości majątku oświetleniowego. W sytuacji takiej konserwacja oświetlenia staje się usługą na rzecz gminy, której wykonawca winien zostać wybrany zgodnie z zapisami ustawy o zamówieniach publicznych, co może przynieść znaczne oszczędności.

Proces racjonalizacji użytkowania energii na potrzeby oświetlenia ulicznego poprzez uporządkowanie układu własności punktów świetlnych przyniesie również możliwość wyłonienia w przyszłości „konserwatora” oświetlenia ulicznego na zasadzie rynkowej (przetarg publiczny), co wg znanych przykładów może przynieść znaczne korzyści ekonomiczne dla gminy w postaci ograniczenia kosztów konserwacji i utrzymania.

12.7 Propozycja działań organizacyjnych. Energetyk gminny

Mieszkańców reprezentuje samorząd, którego zadaniem własnym, zgodnie z polskim prawem, jest zaspakajanie potrzeb zbiorowych, do których ustawa zalicza zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepło oraz paliwa gazowe. Zakres tego obowiązku ustala ustawa Prawo energetyczne, która określa, że obowiązek ten polega na planowaniu i organizacji zaopatrzenia w energię. Żeby planować i organizować zaopatrzenie w energię trzeba dysponować wiedzą fachową w danej dyscyplinie, a zatem dla właściwej realizacji nałożonego na samorząd obowiązku należy w strukturze wspierającej zarządzającego miastem prezydenta dysponować wyspecjalizowanym doradcą. Każde dobrze funkcjonujące przedsiębiorstwo produkcyjne ma swojego energetyka. Tak więc, by prawidłowo i wydajnie funkcjonować, powinna go mieć również gmina.

Obserwacje, z różnym skutkiem działających w zakresie energetyki gminnej samorządów lokalnych, w ramach prac związanych z opracowywaniem dla nich dokumentów lokalnego planowania energetycznego, pozwoliły na określenie grupy zagadnień, jakimi energetyk gminny powinien się zająć. Są to głównie:

- lokalne planowanie energetyczne;
- koordynacja funkcji planistycznej i inwestycyjnej gminy oraz koordynacja działań przedsiębiorstw energetycznych;
- racjonalizacja użytkowania energii, w tym w szczególności w obiektach gminnych;
- zakup energii na potrzeby gminy w układzie rynkowym.

Efektywne lokalne planowanie energetyczne i koordynacja działań przedsiębiorstw

Mechanizmy lokalnego planowania energetycznego ustalone przez polskie prawo zostały opisane we wcześniejszych rozdziałach. Odnośnie racjonalizacji użytkowania energii zwrócić należy uwagę na to, że planowanie energetyczne realizowane przez gminy fachowo i kompleksowo, wymaga powołania już na etapie opracowywania dokumentów siły fachowej, która zajmie się samym planowaniem, a później wdrożeniem jego postanowień. Planowanie energetyczne ma się przekładać na realizację zadań i uzyskanie ich efektów. Przykładem obszaru do koordynacji pomiędzy planowaniem a realizacją inwestycji jest sprawowanie nadzoru nad kształtem i efektami zrealizowanych działań (termomodernizacja → zmiana umowy dostawy). Właściwa koordynacja planowania energetycznego z inwestycyjnym jest zatem bardzo istotna dla zrównoważonego rozwoju gminy.

Kolejnym istotnym zadaniem stojącym przed Gminą Miasto Płock jest koordynacja działań przedsiębiorstw energetycznych. Koordynacja ta obejmuje analizy odnośnie umieszczania w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych działań wg założeń do planu zaopatrzenia w energię. Ale nie tylko - do zadań gminy w tym zakresie zaliczyć można koordynację działań przedsiębiorstw w trakcie realizacji projektów modernizacji dróg. Istotna jest też aktywność w zakresie rozwoju gospodarczego - o ile atrakcyjniejsza może być oferta inwestycyjna jeżeli jest poparta właściwym rozpoznaniem warunków dostawy nośników energii na oferowanych terenach, a warunki ich dostawy są oferowane wspólnie przez gminę i przedsiębiorstwo energetyczne. Koordynacja działań przedsiębiorstw to również współpraca w zakresie edukacji ekoenergetycznej, która obu stronom może przynieść korzyści.

Zarządzanie energią

Użytkowanie energii przyczynia się do występujących na różną skalę oddziaływań na środowisko naturalne procesów produkcji i przesyłu energii. Najprostszym sposobem na ochronę środowiska jest minimalizowanie zużycia energii. Do najbardziej spopularyzowanych uporządkowanych działań bezpośrednich samorządów w tym zakresie zaliczyć należy tzw. zarządzanie energią w gminnych obiektach użyteczności publicznej, polegające na monitorowaniu i ograniczaniu zużycia i kosztów energii w tych obiektach. Zarządzanie energią w obiektach jw. wymaga monitoringu i aktualizacji baz danych dla programowania działań, a zatem wymaga wiedzy fachowej i winno być realizowane w układzie ciągłym. Tak utworzona baza informacyjna może być użyteczna dla szerokiego zakresu różnych działań.

Szczegółowy opis działań organizacyjnych dla budowy programu zmniejszenia kosztów energii w gminnych obiektach użyteczności publicznej, w celu lepszego zarządzania energią w tych obiektach, przedstawiono w kolejnym rozdziale.

Rynkowy zakup energii

Podstawowym założeniem funkcjonowania sektora energetycznego w Polsce jest samofinansowanie się i rynkowość dostaw energii. Gmina Miasto Płock, jako odbiorca energii i przedstawiciel odbiorców lokalnych, ma obowiązek i prawo organizować ich zaopatrzenie korzystając z dostępnych mechanizmów rynkowych. Skorzystanie przez gminę z wolnego dostępu do rynku energii i zoptymalizowanie handlowe i techniczne jej dostaw w pierwszej kolejności dla obiektów gminnych i oświetlenia, a docelowo również dla mieszkańców, winno stać się jedną ze składowych zakresu działania samorządu. Uwolnienie rynku nakłada na samorządy obowiązek, zgodnie z ustawą o zamówieniach publicznych, zamawiania energii na drodze przetargu. Ewentualne korzyści dla gminy, które są do uzyskania przy zakupie rynkowym energii na potrzeby np. oświetlenia ulicznego czy obiektów użyteczności publicznej, są do uzyskania pod warunkiem, że będzie ona dysponowała wiedzą: jak i co zamówić.

Wyżej zaprezentowane aspekty działania samorządu w dziedzinie energetyki realizowane są przez Gminę Miasto Płock, ale w obecnym stanie wymagają wzmocnienia i uporządkowania. W tym celu, proponuje się powołanie w ramach struktur zarządzania gminą - **energetyka gminnego**, który w oparciu o fachowo przygotowane planowanie energetyczne zapewni efektywne jego wdrożenie i w konsekwencji zapewni racjonalizację użytkowania energii.

Do działań energetyka gminnego należeć powinny:

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 Gminy Miasto Płock”.
- monitorowanie danych w celu oceny realizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- opiniowanie rozwiązań przyjętych do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- uzgadnianie rozwiązań wnioskowanych przez odbiorców lub określonych w trybie ustalania warunków zabudowy lub pozwoleń na budowę, w zakresie gospodarki energetycznej dla nowych inwestycji lub zmiany użytkowania obiektów.
- opiniowanie–uzgadnianie z odbiorcami energii wyboru nośnika do celów grzewczych dla nowych inwestycji lub obiektów modernizowanych, których projektowana moc cieplna jest większa od 50 kW.

2. Zarządzanie energią w gminnych obiektach użyteczności publicznej:

- gromadzenie oraz aktualizowanie danych o gminnych obiektach komunalnych użyteczności publicznej.
- monitorowanie zużycia energii w gminnych obiektach użyteczności publicznej poprzez comiesięczne zbieranie i analizowanie danych.
- wizytowanie obiektów komunalnych w celu oceny stanu technicznego instalacji oraz w celu oceny ich bieżącej eksploatacji.
- wykonywanie analiz i raportów z monitoringu obiektów oraz opracowywanie zaleceń dla zarządców w zakresie użytkowania energii lub jej nośników.
- monitorowanie temperatur wewnętrznych w budynkach użyteczności publicznej oraz temperatur zewnętrznych dla potrzeb benchmarkingu obiektów.
- monitorowanie treści umów na dostawę energii lub jej nośników oraz opiniowanie projektów nowych umów.
- opracowywanie harmonogramów wykonywania raportów energetycznych i audytów energetycznych oraz udział w przygotowaniu założeń i zakresu tych projektów oraz udział w ich odbiorze.
- współpraca pomiędzy wydziałami przy opracowywaniu planów i harmonogramów przedsięwzięć termomodernizacyjnych, studiów wykonalności oraz analiz techniczno-ekonomicznych.
- pozyskiwanie dokumentacji wykonanych przedsięwzięć termomodernizacyjnych i innych przedsięwzięć inwestycyjnych oraz uaktualnianie na ich podstawie informacji o obiektach.
- analiza efektów energetycznych i ekologicznych, uzyskanych w wyniku działań inwestycyjnych w zakresie oszczędności energii cieplnej.
- prognozowanie efektów energetycznych i ekologicznych dla projektowanych działań termomodernizacyjnych.
- prognozowanie zużycia energii i jej nośników w gminnych obiektach użyteczności publicznej.

- prezentowanie wyników pracy zespołu w formie corocznego sprawozdania, zawierającego opis istniejącego stanu energetycznego obiektów, zmian jakie nastąpiły w tym okresie wraz z opisem efektów uzyskanych w wyniku ich wprowadzenia, wskazanie niezbędnych zabiegów służących obniżeniu energochłonności obiektów i środków finansowych na ich realizację.

3. Monitorowanie systemu oświetlenia ulic i miejsc publicznych:

- monitorowanie zużycia energii elektrycznej oraz kosztów ponoszonych na utrzymanie sieci, oświetlenia ulic i miejsc publicznych.
- prowadzenie elektronicznej ewidencji sieci oświetlenia ulic i miejsc publicznych.
- planowanie rozwoju sieci oświetleniowej dla obszarów o niedostatecznym oświetleniu sieci dróg oraz nowych zorganizowanych obszarów rozwoju.
- propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.

4. Kształtowanie spójnej polityki energetycznej w gminie:

- opiniowanie programów i planów przedsiębiorstw energetycznych.
- współpraca z sąsiednimi gminami z zakresie polityki energetycznej, w tym opiniowanie założeń i planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- opiniowanie zamierzeń inwestycyjnych gminnych jednostek w zakresie dotyczącym przyjętych rozwiązań zaopatrzenia w energię i jej nośniki.

5. Propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki:

- inicjowanie oraz wspieranie inicjatyw zmierzających do stosowania alternatywnych źródeł energii.
- propagowanie idei oszczędzania energii; udział w programach edukacyjnych w dziedzinie racjonalnego korzystania z energii.
- propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.
- gromadzenie informacji w zakresie innowacji, nowych technologii w dziedzinie oszczędzania energii i środowiska oraz prowadzenie doradztwa w tym zakresie.
- współpraca z krajowymi i zagranicznymi organizacjami propagującymi racjonalne użytkowanie i zarządzanie energią.

Szczególnie ważną inicjatywą jest współpraca energetyka gminnego z odpowiednimi komórkami Urzędu w ramach następujących procedur:

- przygotowania, opiniowania, uzgadniania dokumentów o znaczeniu strategicznym dla gminy, tj.: Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe; Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania terenu; miejscowe plany zagospodarowania terenu; Plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe itp.
- przygotowania, opiniowania przedsięwzięć inwestycyjnych, zarówno na etapie projektowania (studium wykonalności), jak i ich realizacji w ramach wydawania takich decyzji jak: pozwolenie na budowę; warunki zabudowy i zagospodarowania terenu; ustalenie lokalizacji inwestycji celu publicznego itp.

Zakres współpracy energetyka gminnego na danym szczeblu realizacji zadań inwestycyjnych oraz prac planistyczno-projektowych przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 12-4 Zakres współpracy energetyka gminnego w działaniach planistyczno-inwestycyjnych gminy

Kategoria	Rodzaj czynności
Działania planistyczne	Czynny udział w opracowywaniu i aktualizacji dokumentów dotyczących planowania energetycznego na obszarze gminy, tj.: „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”; „Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” (opcjonalnie)
	Współpraca z sąsiednimi gminami w zakresie polityki energetycznej, w tym – opiniowanie założeń i planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
	Wydawanie opinii do planów rozwojowych i inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, co do ich zgodności z zapisami ujętymi w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”
	Udział w pracach nad tworzeniem i aktualizacją studium kierunków i zagospodarowania przestrzennego gminy
	Opiniowanie przed uchwaleniem miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie możliwości zaopatrzenia w media energetyczne
	Udział w pracach nad tworzeniem dokumentacji związanej z planowaniem działań w zakresie ochrony powietrza, w tym – ograniczenia niskiej emisji
	Udział w budowaniu systemu wsparcia finansowego
	Udział w pracach nad tworzeniem wieloletnich planów inwestycyjnych – propozycje działań energooszczędnych (np. termomodernizacje)
Działania inwestycyjne	Opiniowanie wniosków przed wydaniem decyzji budowlanych, tj.: WZIZT, pozwolenia na budowę, decyzji ustalającej lokalizację celu publicznego itp.
	Opiniowanie wniosków o dofinansowanie zadań związanych z budową lub modernizacją źródeł spalania energetycznego oraz wykorzystania OZE

Rezultat prowadzonych przez energetyka gminnego działań powinien być mierzony jako uśredniony wskaźnik zmniejszenia zapotrzebowania na nośniki energii w danych typach obiektów (przedszkola, szkoły, pozostałe obiekty użyteczności publicznej). Pomiar rezultatów może być oparty o następujące wskaźniki:

- ograniczenia średnioważonego zużycia energii elektrycznej do powierzchni obiektów,
- ograniczenia sumarycznej mocy zamówionej (energii elektrycznej) do sumy wszystkich obiektów,
- ograniczenia średnioważonego zużycia ciepła do powierzchni obiektów,
- ograniczenia sumarycznej mocy zamówionej (cieplnej) do sumy wszystkich obiektów.

12.8 Założenia programu zmniejszenia kosztów energii w obiektach gminnych – zasady i metody budowy programu

Optymalizacja dostaw nośników energii dla obiektów gminnych jest podstawowym narzędziem mającym na celu redukcję kosztów eksploatacji tych podmiotów. Każdy obiekt podległy jednostce samorządu terytorialnego indywidualnie zawiera umowy z dostawcami energii niejednokrotnie wybierając nieoptymalne warunki dostaw jej nośników. Błędne zarządzanie gospodarką energetyczną w obiektach jednostek samorządu terytorialnego prowadzić może do znacznego wzrostu kosztów, nieadekwatnego do zgłaszanego zapotrzebowania na energię. W związku z powyższym program optymalizacji kosztów nośników energii powinien być realizowany w trzech etapach:

- ➔ ETAP I: „Wytypowanie obiektów objętych programem”,
- ➔ ETAP II: „Określenie zasad gromadzenia informacji o obiektach użyteczności publicznej”,
- ➔ ETAP III: „Gromadzenie i weryfikacja informacji o wytypowanych obiektach”.

Etap I wyłonić powinien grupę obiektów objętych programem, a mianowicie: przedszkola, szkoły (w tym podstawowe, gimnazjalne oraz ponadgimnazjalne), budynki urzędu miejskiego itp.

Etap II powinien pozwolić na dokonanie podziału obiektów na typy wg ich cech charakterystycznych. Obiekty mogą zostać podzielone wg kryterium celu jakie spełniają na obszarze gminy, np.: przedszkola, szkoły, pozostałe obiekty użyteczności publicznej.

Przedstawiony wyżej podział obiektów gminnych wchodzących w skład powstałej na etapie realizacji programu bazy informacji pozwoli na przeprowadzanie różnego typu analiz, porównań oraz na budowę rankingów obiektów o zbliżonej specyfice prowadzonej działalności. Po dokonaniu podziału obiektów na typy, należy opracować uniwersalny wzór kwestionariusza informacyjnego skierowanego do zarządców obiektów. Prawidłowo skonstruowany kwestionariusz powinien zostać podzielony na części:

- część informacyjna - powinna dostarczyć danych o parametrach umowy na dostawę energii elektrycznej oraz danych technicznych i budowlanych o wytypowanych obiektach. Wypełniana tylko raz na początkowym etapie budowy bazy;
- część monitorująca - powinna stanowić źródło informacji o historycznym, jak i bieżącym zużyciu energii oraz poniesionych kosztach. Powinna być przekazywana administratorowi w zdefiniowanych uprzednio przedziałach czasowych.

W etapie III przekazać należy zarządcom obiektów gminnych opracowane kwestionariusze w celu ich uzupełnienia. Weryfikacja prawidłowości otrzymanych danych powinna być przeprowadzona przez administratora przed uprzednim wprowadzeniem danych do bazy. Tak przeprowadzony proces zbierania danych będzie gwarantować rzetelność otrzymanych na tym etapie informacji. Dodatkowo niezbędnym będzie uzyskanie od zarządcy obiektów kopii umów z dostawcami nośników energii. Na tej podstawie możliwa jest budowa prawidłowej bazy zawierającej wszystkie niezbędne informacje o obiektach oraz o generowanych przez te obiekty kosztach nośników energii.

Baza informacji o obiektach powinna umożliwiać: tworzenie „Raportu o stanie wykorzystania nośników energii” zarówno dla pojedynczego obiektu, jak i dla grupy, charakteryzujących się możliwością wyboru okresu za jaki karta ma przedstawiać informacje.

Karta obiektu powinna zawierać dane o:

- nazwie obiektu wraz z podstawowymi danymi adresowymi,
- okresie za jaki karta obiektu przedstawia dane,
- wykorzystywanych nośnikach energii w obiekcie,
- jednostkowej cenie danego nośnika energii w danej jednostce czasu,
- rocznym zużyciu energii w obiekcie,
- strukturze zużycia energii według przyjętych wcześniej kryteriów.

Karta obiektu powinna umożliwiać generowanie wykresów kosztów oraz zużycia nośników energii w obiektach wraz z porównaniem z latami poprzednimi oraz z wartościami średnimi jednostkowych cen nośników energii w danym typie obiektów. W karcie obiektu powinno być również zestawienie wskaźników zapotrzebowania na energię oraz jej kosztów wg konkretnych parametrów (np.: powierzchni użytkowej, liczby użytkowników itp.).

Przedstawiona przykładowa struktura bazy danych może być modyfikowana i uzupełniana (rozszerzana) o kolejne rekordy danych, porównania, zestawienia i inne.

Podsumowując, prawidłowo skonstruowana baza danych powinna mieć charakter dynamicznie zmieniającego się i aktualizowanego zestawienia, które będzie pozwalało na bieżącą kontrolę zużycia nośników energii przez poszczególne obiekty oraz prognozowanie wielkości zakupu energii w kolejnych latach. Baza danych pozwoli na porównanie zużycia pomiędzy obiektami oraz na korygowanie ewentualnych odchyłeń w zakresie mocy zamówionej i wielkości zużytej energii. Aktualizowana baza danych pozwoli na kompleksowe zarządzanie energią w ww. obiektach w zakresie zapotrzebowania na nośniki energetyczne oraz da możliwość stałej kontroli i optymalizacji wydatków ponoszonych przez lokalny samorząd na regulowanie zobowiązań związanych z dostarczaniem mediów.

Programem optymalizacji zużycia nośników energii można objąć również punkty oświetlenia ulicznego i tym samym włączyć je do systemu grupowego zakupu energii.

Na podstawie zinwentaryzowanych danych opracowane zostały przykładowe rankingi oparte o następujące wskaźniki:

- zużycia energii elektrycznej przypadającej na wielkość mocy zamówionej,
- zużycia energii elektrycznej przypadającej na powierzchnię obiektu,
- zużycia ciepła przypadającego na wielkość mocy zamówionej,
- zużycia ciepła przypadającego na powierzchnię obiektu,
- zużycia paliwa gazowego przypadającego na wielkość mocy zamówionej,
- zużycia paliwa gazowego przypadającego na powierzchnię obiektu.

Na podstawie opracowanych rankingów możliwe jest zidentyfikowanie konkretnych obiektów, co do których powinno zostać przeprowadzone postępowanie mające na celu weryfikację zużycia nośników energii.

13. Ocena możliwości i planowane wykorzystanie lokalnych źródeł energii

13.1 Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych

Analiza lokalnych źródeł przemysłowych w gminie wskazuje na to, że dysponują one w większości przypadków 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 (w przypadku gdy moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW). Uzyskanie koncesji pociąga za sobą szereg konsekwencji wynikających z ustawy Prawo energetyczne (konieczność ponoszenia opłat koncesyjnych na rzecz URE, sprawozdawczość, opracowywanie taryf dla ciepła zgodnych z wymogami ustawy i wynikającego z niej rozporządzenia). Ponadto, należy 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 osiągnięcia zysków na kapitale własnym. W tej sytuacji zakłady przemysłowe często nie są zainteresowane rozpoczynaniem działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło odbiorców zewnętrznych.

13.2 Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej

Zasoby energii odpadowej istnieją we wszystkich tych procesach, w trakcie których powstają produkty (główne lub odpadowe) o parametrach różniących się od parametrów otoczenia, w tym w szczególności o podwyższonej temperaturze.

„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.

Do głównych źródeł odpadowej energii cieplnej należą:

- procesy wysokotemperaturowe (np. w piecach grzewczych do obróbki plastycznej lub obróbki cieplnej metali, w piekarniach, w procesach chemicznych), gdzie dostępny poziom temperaturowy jest wyższy od 100°C;
- procesy średnitemperaturowe, gdzie dostępne jest ciepło odpadowe na poziomie temperaturowym rzędu 50 do 100°C (np. 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.

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. Ponadto istnieje zgodność dostępnego i wymaganego poziomu temperatury. Problemem jest możliwość technologicznej realizacji takiego procesu. Decyzje związane z takim sposobem wykorzystania ciepła w całości spoczywają na podmiocie prowadzącym związaną z tym działalność.

Procesy wysoko- i średnitemperaturowe pozwalają wykorzystywać ciepło odpadowe na potrzeby ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody. Przy tym odbiór ciepła na cele ogrzewania następuje tylko w sezonie grzewczym i to w sposób zmieniający się w zależności od temperatur zewnętrznych. Stąd w części roku energia ta nie będzie wykorzystywana, a dla pozostałego okresu należy przewidzieć uzupełniające źródło ciepła. Decyzja o takim sposobie wykorzystania ciepła odpadowego powinna być każdorazowo przedmiotem analizy dla określenia opłacalności takiego działania.

Ciepło odpadowe na poziomie temperatury 20-30°C często powstaje nie tylko w zakładach przemysłowych, ale i w gospodarstwach domowych (np. zużyta ciepła woda), mogąc stanowić źródło ciepła dla odpowiednio dobranej pompy ciepła. Ponadto znakomitym źródłem ciepła do ogrzewania mieszkań jest ciepło wytwarzane przez eksploatowane urządzenia techniczne, jak: pralki, lodówki, telewizory, sprzęt komputerowy i inne urządzenia powszechnie obecnie stosowane w gospodarstwie domowym.

Wykorzystanie energii odpadowej zużytego powietrza wentylacyjnego:

- dla nowoczesnych obiektów budowlanych straty ciepła przez przegrody uległy znacznemu zmniejszeniu, natomiast potrzeby wentylacyjne pozostają nie zmienione, 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, 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 dołotowego jest wykorzystaniem wewnątrzprocesowym z jego wszystkimi zaletami;
- w obiektach wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (np. w obiektach usługowych o znaczeniu miejskim i regionalnym) układ taki pozwala na odzyskiwanie chłodu w okresie letnim, zmniejszając zapotrzebowanie energii do napędu klimatyzatorów.

W związku z powyższym, proponuje się w gminie 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 gmina. Jednocześnie korzystne jest promowanie tego rozwiązania w mniejszych obiektach, w tym także mieszkaniowych (na rynku dostępne są już rozwiązania dla budownictwa jednorodzinne).

Biorąc pod uwagę możliwości wykorzystania energii odpadowej, należy zauważyć, że podmioty gospodarcze, dla których działalność związana z zaopatrzeniem w ciepło stanowi (lub może stanowić) działalność marginalną, nie są zainteresowane jej podejmowaniem. Stąd też głównymi odbiorcami ciepła odpadowego będą podmioty wytwarzające ciepło odpadowe.

Na terenie Gminy Miasto Płock (za wyjątkiem PKN ORLEN) nie zinwentaryzowano podmiotów gospodarczych prowadzących odzysk energii z procesu technologicznego oraz układu wentylacji.

13.3 Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii

Zakład Utylizacji Odpadów Komunalnych w Kobiernikach k/Płocka Sp. z o.o. (ZUOK), został powołany do życia Uchwałą Rady Miasta Płocka nr 902/LVIII/98 z dnia 27 stycznia 1998 r. Organem założycielskim jest Gmina Miasto Płock, posiadająca całościowy 100% pakiet udziałów. ZUOK został oddany do użytku w 2000 r. jako inwestycja mająca służyć mieszkańcom Płocka oraz gminom Regionu Płockiego.

ZUOK zlokalizowany jest w odległości około 12 km od Płocka w kierunku Lipna (na północny - zachód od miasta). Od lutego 2012 r. Biuro Zarządu Spółki mieści się w Płocku przy ul. Przemysłowej 17.

Na składowisko w Kobiernikach kierowane są odpady z terenu 18 gmin wchodzących w skład Związku Gmin Regionu Płockiego (szczegółowe informacje nt. ZGRP opisano w rozdziale 14. Zakres współpracy z gminami sąsiednimi). W założeniach projektowych ZUOK określono zdolność przerobową na 44,5 tys. Mg odpadów komunalnych w 2000 r. a docelowo na 64 tys. Mg w 2015 r. ZUOK zajmuje ogółem teren o powierzchni około 52 ha, z czego 12 ha stanowią niezagospodarowane grunty sklasyfikowane jako przemysłowe, które mogą być wykorzystane pod ewentualne inwestycje związane z zagospodarowaniem odpadów oraz pod inwestycje bezpieczne dla środowiska. ZUOK posiada cztery kwatery, w tym dwie zamknięte i zrekultywowane oraz jedną w trakcie zamykania.

ZUOK spełnia normy odpowiednich Dyrektyw Unii Europejskiej dotyczące poziomu deponowanych odpadów, ochrony środowiska w zakresie emisji hałasu oraz czystości odprowadzanych wód.

ZUOK w 2013 r. przyjął około 40 tys. Mg odpadów komunalnych do utylizacji. Na składowisko przekazano około 3,5 tys. Mg odpadów.

ZUOK zajmuje się również kompostowaniem frakcji organicznej. Kompost wyprodukowany surowy w 2013 r. wynosił około 12 tys. Mg (co stanowi około 31% ogółu odpadów komunalnych przekazanych do utylizacji).

W przyszłości planuje się budowę instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych dla miasta i regionu płockiego, ze względu na ograniczoną powierzchnię składowania odpadów.

Nie zinwentaryzowano istniejących ani planowanych instalacji wykorzystujących odpady komunalne jako alternatywne źródło energii na terenie Płocka.

13.4 Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gminie

Zgodnie z definicją określoną w art. 3 pkt. 20) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz.U. 2012, poz. 1059 z późn. zm.) odnawialne źródło energii jest to źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych. Racjonalne wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych jest jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju, który przynosi wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Odnawialne źródła energii (OZE) powinny stanowić istotny udział w ogólnym bilansie energetycznym gmin, powiatów czy województw naszego kraju. Przyczynią się one do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego regionu, a zwłaszcza do poprawy zaopatrzenia w energię na terenach o słabo rozwiniętej infrastrukturze energetycznej.

Rada Ministrów 7 grudnia 2010 r. przyjęła dokument pn.: „Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (w skrócie KPD OZE). Został on opracowany na podstawie schematu przygotowanego przez Komisję Europejską (decyzja Komisji 2009/548/WE z dnia 30 czerwca 2009 r. ustanawiająca schemat krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych na mocy dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady) i stanowi 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.

Obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energii elektrycznej energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł (tzw. system zielonych certyfikatów), reguluje 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 ze zm.). Paragraf 3 rozporządzenia mówi m.in., że ilość wytworzonej energii elektrycznej w odnawialnych źródłach w energii sprzedanej przez przedsiębiorstwo energetyczne w danym roku powinna wynieść nie mniej niż:

- 14,0% - w 2015 r.
- 15,0% - w 2016 r.
- 16,0% - w 2017 r.
- 17,0% - w 2018 r.
- 18,0% - w 2019 r.
- 19,0% - w 2020 r.
- 20,0% - w 2021 r.

Rozwój projektów związanych z wykorzystaniem OZE napotyka na problemy finansowe. Są to problemy związane z wysokimi nakładami inwestycyjnymi na technologie wykorzystujące OZE przy stosunkowo niskich nakładach eksploatacyjnych. Taki układ kosztów przy obecnym poziomie cen paliw kopalnych jest przyczyną długich okresów zwrotów poniesionych nakładów.

Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na terenie Gminy Miasto Płock

Przyjęty przez Unię pakiet klimatyczno-energetyczny „3x20” stawia znaczne wymagania, w stosunku do administracji rządowej krajów UE w zakresie uzyskania rozwiązań korzystnych i możliwych do wdrożenia, szczególnie w dziedzinie pozyskania energii ze źródeł odnawialnych. Jedną z istotnych kwestii jest określenie realnego potencjału OZE oraz wskazanie w jakich rodzajach dany region kraju będzie mógł realizować zakładane dla naszego Państwa cele. Opłacalność uruchomienia instalacji do pozyskania energii z OZE w dużym stopniu zależy od przyszłego sposobu wykorzystania wyprodukowanej energii oraz od możliwości technicznych pozyskania i przetwarzania energii związanej z zastosowaną technologią, współczynnika sprawności urządzeń czy strat energii na drodze od producenta do konsumenta.

W poniższych podrozdziałach przedstawiono charakterystykę poszczególnych rodzajów źródeł energii odnawialnej oraz ich potencjalne wielkości energetyczne.

Biomasa

Biomasa zdefiniowana została jako „stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej i leśnej oraz przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji...” (Dz.U. 2012, poz. 1229 ze zm.).

Do celów energetycznych najczęściej stosowane są następujące postacie biomasy:

- drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym,
- rośliny energetyczne z upraw celowych (plantacje energetyczne),
- zieleń miejska,
- słoma zbożowa, słoma z roślin oleistych lub roślin strączkowych oraz siano,
- biopaliwa płynne (np. oleje roślinne, rzepakowy biodiesel, bioetanol z gorzelnii),
- biogaz pozyskiwany z instalacji przeróbki gnojowicy, osadów ściekowych i wysypisk komunalnych.

Biomasa, jako źródło energii, przy racjonalnej gospodarce jest odnawialna, gdyż rośliny mają to do siebie, że odrastają w przeciwieństwie np. do pokładów ropy. Nie ma również problemu z utylizacją popiołu, gdyż jest znakomitą nawozem. Biomasa jest paliwem wydajnym, gdyż 2 Mg suchej biomasy (słomy czy drewna) są równoważne energetycznie 1 Mg węgla kamiennego.

Poniżej przedstawiono potencjalne możliwości pozyskania na obszarze Gminy Miasto Płock energii cieplej z poszczególnych rodzajów biomasy.

Słoma

Powierzchnia użytków rolnych w 2013 r. na terenie Gminy Miasto Płock wynosiła około 3,9 tys. ha, z czego około 1,7 tys. ha powierzchni wykorzystana jest pod zasiew zbóż.

W celu oszacowania potencjalnych zasobów słomy na terenie gminy, przyjęto następujące założenia:

- 170 ha – potencjalna powierzchnia gruntów na omawianym obszarze, z których pozyskiwana mogłaby być biomasa (10% gruntów wykorzystywanych pod zasiew);
- 2 Mg/ha - przeciętny uzysk słomy;
- 10% - udział słomy przeznaczonej do energetycznego wykorzystania;
- 14 MJ/kg - wartość opałowa słomy;
- 80% - sprawność kotła;
- 1 600 h – roczny czas wykorzystywania mocy szczytowej w czasie trwania sezonu grzewczego.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki:

- 0,5 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej;
- 0,07 MW – potencjalna wielkość szczytowej mocy cieplnej w sezonie grzewczym.

Uprawy energetyczne

Uprawy energetyczne zdefiniowane zostały jako „plantacje zakładane w celu wykorzystania pochodzącej z nich biomasy w procesie wytwarzania energii” (Dz.U. 2012, poz. 1229 ze zm.). Plantacja drzewna nie ma dużych wymagań glebowych i może być interesującym sposobem zagospodarowania nadmiarów mało żyznych terenów rolnych lub terenów przeznaczonych do rekultywacji.

W celu oszacowania potencjalnych zasobów energii z tego typu plantacji na terenie miasta, przyjęto następujące założenia:

- 30 ha - potencjalna powierzchnia, którą można by przeznaczyć pod uprawę roślin energetycznych;
- 10 Mg/ha - przeciętny roczny przyrost suchej masy;
- 3 lata - cykl zbioru z danego terenu;
- 14 MJ/kg - wartość opałowa;
- 80% - sprawność przetwarzania energii chemicznej na energię cieplną;
- 1 600 h – roczny czas wykorzystywania mocy szczytowej w czasie trwania sezonu grzewczego.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki:

- 1,0 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej;
- 0,2 MW - potencjalna wielkość szczytowej mocy cieplnej w sezonie grzewczym.

Zieleń miejska

Interesującym kierunkiem mogłoby być zagospodarowanie energetyczne biomasy pochodzącej z wycinki zieleni miejskiej.

W celu oszacowania potencjalnych zasobów energii pochodzącej z wycinki zieleni miejskiej na terenie gminy, przyjęto następujące założenia:

- 100 ha – potencjalna powierzchnia zieleni urządzonej w gminie, z której mogłaby być pozyskiwana biomasa (np. parki, skwery);
- 2 Mg/ha – przeciętny przyrost suchej masy;
- 8 MJ/kg - wartość opałowa;
- 80% - sprawność przetwarzania energii chemicznej na energię cieplną;
- 1 600 h – roczny czas wykorzystywania mocy szczytowej w czasie trwania sezonu grzewczego.

Potencjał energetyczny tego rodzaju biomasy w mieście wynosi:

- 1,3 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej;
- 0,2 MW – potencjalna wielkość szczytowej mocy cieplnej w sezonie grzewczym.

Z powyższych szacunkowych obliczeń wynika, że potencjał energetyczny gminy w zakresie wykorzystania biomasy jest niewielki i wynosi łącznie około:

- 2,8 TJ/rok - potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
- 0,5 MW - potencjalna wielkość szczytowej mocy cieplnej w sezonie grzewczym.

Zgodnie z posiadanymi informacjami, w chwili obecnej na terenie Gminy Miasto Płock biomasa do celów energetycznych wykorzystywana jest w następujących obiektach:

- Bildau & Bussmann Polska Sp. z o.o. - firma produkująca okna i drzwi drewniane. Posiada kotłownię opalaną biomasą, zużywając do ogrzewania ok. 89,2 Mg/rok drewna. Roczne zużycie energii cieplnej wynosi ok. 372 MWh/rok (wg szacunków);
- PPHU PAB-MEBLE A.B. Pijankowscy - firma produkująca meble. Posiada kotłownię opalaną biomasą, zużywając do ogrzewania ok. 64 Mg/rok drewna. Roczne zużycie energii cieplnej wynosi ok. 267 MWh/rok (wg szacunków);
- WEKTRA Sp. j. Marek Brzozowski - firma zajmująca się sprzedażą materiałów budowlanych, Posiada kotłownię opalaną biomasą, zużywając do ogrzewania ok. 60 Mg/rok drewna. Roczne zużycie energii cieplnej wynosi ok. 250 MWh/rok (wg szacunków);
- IRBUD Sławomir Garlej - firma wykonująca roboty ziemne, drogowe i transportowe. Posiada kotłownię opalaną biomasą, zużywając do ogrzewania ok. 0,4 Mg/rok drewna. Roczne zużycie energii cieplnej wynosi ok. 2 MWh/rok (wg szacunków);

W pozostałym zakresie biomasa/pelet, jako paliwo do celów grzewczych, wykorzystywana jest w budynkach zarządzanych przez MZGM-TBS Sp. z o.o. zlokalizowanych przy ul. Popłacińskiej 42 i 42a (moc 130 kW) oraz przy ul. Zielonej 40 (moc 100 kW).

Biogaz

Biogaz zdefiniowany został jako „gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów” (Dz.U. 2012, poz. 1229).

Głównymi surowcami podlegającymi fermentacji beztlenowej są:

- odchody zwierzęce;
- osady z oczyszczalni ścieków;
- odpady organiczne.

W ogólnym przypadku typowymi końcowymi zastosowaniami biogazu mogą być:

- spalanie w kotłach grzewczych,
- spalanie w silnikach agregatów prądotwórczych,
- podłączenie do sieci gazu ziemnego,
- zasilanie silników pojazdów trakcyjnych.

Zarówno gospodarstwa hodowlane, jak i oczyszczalnie ścieków produkują duże ilości wysokozanieczyszczonych odpadów. Tradycyjnie odpady te używane są jako nawóz oraz w niektórych przypadkach składowane na wysypiskach. Obydwie metody mogą powodować problemy ekologiczne związane z zanieczyszczeniem rzek i wód podziemnych, emisją odorów oraz inne problemy zagrożenia zdrowia. Jedną z ekologicznie korzystniejszych form utylizacji tych odpadów jest niewątpliwie fermentacja beztlenowa.

„Wodociągi Płockie” Sp. z o.o. eksploatuje oczyszczalnię ścieków zlokalizowaną w Maszewie w gm. Stara Biała do której dopływają ścieków z terenu miasta Płocka. Oczyszczalnia ścieków „Maszewo” to oczyszczalnia mechaniczno-biologiczna z pełną przeróbką osadu i wykorzystaniem biogazu. Średnia ilość ścieków dopływających na oczyszczalnię to ok. 20 tys. m³/dobę (przy zdolności oczyszczania 26 tys. m³/dobę). Po oczyszczeniu odprowadzane są one do rzeki Wisły. Osady ściekowe, po poddaniu procesowi fermentacji, przekazywane są do miejsc odzysku lub unieszkodliwienia.

Ponadto na terenie Gminy Miasto Płock znajdują się również zakładowe oczyszczalnie ścieków bytowych i przemysłowych, świadczące usługi na potrzeby własne.

Na terenie Gminy Miasto Płock nie zinwentaryzowano instalacji biogazowych wykorzystywanych do celów energetycznych

Energia wiatru

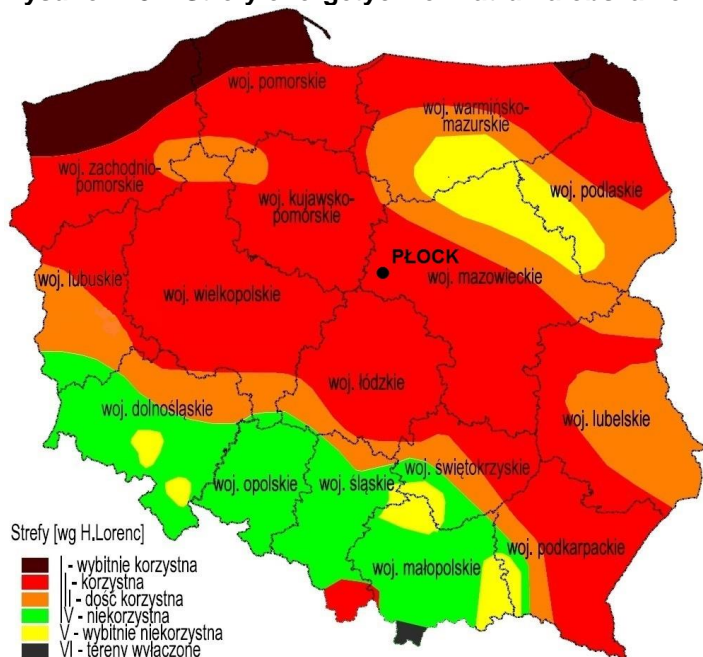
Wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej wymaga spełnienia szeregu odpowiednich warunków, z których najważniejsze to stałe występowanie wiatru o określonej prędkości. Elektrownie wiatrowe pracują zazwyczaj przy wietrze wiejącym z prędkością od 5 do 25 m/s, przy czym prędkość od 15 do 20 m/s uznawana jest za optymalną. Zbyt małe prędkości uniemożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej o wystarczającej mocy, zbyt duże zaś – przekraczające 30 m/s – mogą doprowadzić do mechanicznych uszkodzeń elektrowni wiatrowej.

Polska nie należy do krajów o szczególnie korzystnych warunkach wiatrowych. Pomiary prędkości wiatru na terenie Polski wykonywane przez IMiGW pozwoliły na dokonanie wstępnego podziału naszego kraju na strefy zróżnicowania pod względem wykorzystania energii wiatru. Oszacowanie zasobów energetycznych wiatru dla województwa mazowieckiego można opisać na podstawie mapy opracowanej dla całego terytorium kraju przez prof. Halinę Lorenc (rysunek poniżej).

Z poniższego rysunku wynika, że zarówno powiat płocki jak i Gmina Miasto Płock znajdują się w II strefie energetycznej wiatru, tj. w warunkach korzystnych, w której prędkość wiatru szacuje się na 3 – 4 m/s, energia użyteczna wiatru na wysokości 10 m w terenie otwartym wynosi od 250÷500 kWh/m², natomiast na wysokości 30 m od 500÷1000 kWh/m².

Układ wiatrów w mieście zbliżony jest do panującego na Niżu Polskim. Przeważają wiatry z sektora zachodniego i południowo-zachodniego. Najrzadziej obserwowano wiatry z sektorów północnego i południowego. Najczęściej odnotowywano prędkości wiatrów rzędu 3,1 – 5,1 m/s (38,2%) oraz 1,5 – 3,1 m/s (37%). Wiatry o większych prędkościach – powyżej 8 m/s występowały bardzo rzadko – około 1% przypadków.

Rysunek 13-1 Strefy energetyczne wiatru na obszarze Polski (wg prof. H. Lorenc)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Halina Lorenc, IMGW, 2001r.

Na terenie powiatu płockiego wg mapy OZE URE z dnia 31.12.2014 r. występują 4 elektrownie wiatrowe o łącznej zainstalowanej mocy równej 3,0 MW. Natomiast przy opracowywaniu niniejszego dokumentu na terenie Gminy Miasto Płock nie zlokalizowano obiektów wykorzystujących energię wiatrową.

Energetyka wodna

„Mała energetyka wodna - MEW” obejmuje pozyskanie energii z cieków wodnych. Podstawowymi parametrami dla doboru obiektu są spadek w [m] i natężenie przepływu w [m³/s].

Precyzyjne określenie możliwości i skali wykorzystania cieków wodnych dla obiektów małej energetyki wodnej w województwie wymaga przeprowadzenia szczegółowych lokalnych badań, których charakter wykracza poza granice niniejszego opracowania.

Miasto leży w całości w dorzeczu Wisły, która jest główną magistralą wodną przecinającą teren Płocka na dwie części: północną i południową. W granicach Płocka szerokość Wisły wynosi 620 m przy SW (średnia woda) i 650 m przy WW (wielka woda). Średni przepływ Wisły wynosi 936 m³/s (przekrój na wysokości Kępy Polskiej), a poziom zasobów dyspozycyjnych powyżej 100 m³/s. Dostępność tych zasobów zwiększyła się w związku ze spiętrzeniem włocławskim.

Na terenie powiatu płockiego wg mapy OZE URE z dnia 31.12.2014 r. występują 2 pracujące elektrownie wodne przepływowe do 0,3 MW o łącznej zainstalowanej mocy równej 0,215 MW. Natomiast przy opracowywaniu niniejszego dokumentu na terenie Gminy Miasto Płock nie zlokalizowano obiektów wykorzystujących energię wodną.

Energia geotermalna

Zasoby energii geotermalnej w Polsce związane są z wodami podziemnymi występującymi na różnych głębokościach. Wody podziemne po wydobyciu na powierzchnię ziemi mają temperatury od 40÷70°C. Z uwagi na stosunkowo niski poziom energetyczny płynów geotermalnych można je wykorzystywać:

- do ciepłownictwa (m.in.: ogrzewanie niskotemperaturowe i wentylacja pomieszczeń, przygotowanie ciepłej wody użytkowej);
- do celów rolniczo-hodowlanych (m.in.: ogrzewanie upraw pod osłonami, suszenie płodów rolnych, ogrzewanie pomieszczeń inwentarskich, przygotowanie ciepłej wody technologicznej, hodowla ryb w wodzie o podwyższonej temperaturze);
- w rekreacji (m.in. podgrzewanie wody w basenach);
- przy wyższych temperaturach do produkcji energii elektrycznej.

Eksploracja energii geotermalnej powoduje również problemy ekologiczne, z których najważniejszy związany jest z emisją szkodliwych gazów uwalniających się z płynu. Dotyczy to siarkowodoru (H₂S), który powinien być pochłonięty w odpowiednich instalacjach, co podnosi koszty produkcji energii. Inne potencjalne zagrożenia dla zdrowia powoduje radon (produkt rozpadu radioaktywnego uranu) wydobywający się wraz z parą ze studni geotermalnej. Ograniczenie szkodliwego oddziaływania tego gazu na środowisko stanowi stale nierozwiązany problem techniczny.

Wody termalne, zgodnie z zapisami ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. 2011, Nr 163, poz. 981 z późn. zm.), zaliczane są do kopalin tzw. pospolitych. Złoża kopalin nie stanowiące części składowych nieruchomości gruntowej są własnością Skarbu Państwa. Korzystanie ze złóż odbywa się poprzez ustanowienie

użytkowania górniczego, które następuje w drodze umowy za wynagrodzeniem, pod warunkiem uzyskania koncesji. Koncesję na działalność w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania zasobów wód termalnych wydaje Minister Środowiska. Udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin powinno być poprzedzone wykonaniem projektu prac geologicznych oraz projektu zagospodarowania złoża, zaopiniowanego przez właściwy organ nadzoru górniczego. Wyniki prac geologicznych wraz z ich interpretacją, przedstawia się w dokumentacji geologicznej, podlegającej zatwierdzeniu przez właściwy organ administracji geologicznej.

Energię geotermalną podzielić można na głęboką i płytką. Geotermia płytka to zasoby energii pochodzenia geotermicznego, zakumulowane w wodach znajdujących się na niewielkich głębokościach o temperaturach na tyle niskich, że ich bezpośrednie wykorzystanie do celów energetycznych jest niemożliwe (można je efektywnie eksploatować np. przy użyciu pomp ciepła). Graniczną temperaturą jest poziom 20°C. Geotermia głęboka to energia zawarta w wodach znajdujących się na znacznych głębokościach (2-3 km i więcej), w postaci naturalnych zbiorników o temperaturach powyżej 20°C. Wykorzystanie ich polega na wierceniu głębokich otworów (kilkaset do kilku tys. m) w celu pozyskania wód podziemnych o wysokiej temperaturze (40-200°C). Wody te kieruje się do wymiennika ciepła, gdzie wykorzystywane są do ogrzewania mieszkań lub wytwarzania prądu elektrycznego.

Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem pobierającym ciepło niskotemperaturowe lub odpadowe i transformującym je na wyższy poziom temperaturowy. Spełnia rolę tzw. temperaturowego transformatora ciepła. Do głównych dolnych źródeł ciepła zalicza się: grunt, wody podziemne i powierzchniowe oraz powietrze. Natomiast górne źródło ciepła stanowi instalacja grzewcza budynku.

Pompy ciepła są bardzo korzystnym eksploatacyjnie rozwiązaniami w zakresie ogrzewania budynków, przygotowania c.w.u. oraz w klimatyzacji. Barię ich zastosowania są wysokie nakłady inwestycyjne. Systemy pracy instalacji grzewczej wykorzystującej jako źródło ciepła pompę ciepła to:

- układ monowalentny - pompa ciepła jest jedynym generatorem ciepła, pokrywającym w każdej sytuacji 100% zapotrzebowania;
- układ monoenergetyczny - pracę pompy ciepła w okresach szczytowego zapotrzebowania wspomaga np. grzałka elektryczna, której włączenie następuje poprzez regulator w zależności od temperatury zewnętrznej i obciążenia;
- system biwalentny - 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).

Wybierając pompę ciepła jako źródło ogrzewania dla budynku należy zastosować instalację grzewczą o jak najniższej temperaturze zasilania (np. ogrzewanie podłogowe lub ściennie - temp. zasilania układu to około 35°C), co wpływa na podniesienie współczynnika efektywności pracy pompy.

Na terenie powiatu płockiego rośnie coraz większe zainteresowanie wykorzystaniem pomp ciepła do ogrzewania obiektów budowlanych oraz wody.

Na terenie Gminy Miasto Płock zidentyfikowano 4 pompy ciepła należące do Płockiego Towarzystwa Wioślarskiego o łącznej mocy 160 kW, wykorzystywane na potrzeby c.o. i wspomagania układu kolektorów słonecznych wykorzystywanych na potrzeby c.w.u. Planowana produkcja ciepła przez pompy ciepła wynosi ok. 256 MWh/rok.

Gmina Miasto Płock opracowała projekt modernizacji efektywności energetycznej budynków użyteczności publicznej stanowiących własność gminy. W ramach projektu planuje się:

- w budynku Miejskiego Przedszkola Nr 2 montaż powietrznej pompy ciepła (EHP – sprężarka elektryczna) o mocy ok. 87 kW,
- w budynku Szkoły Podstawowej Nr 5 montaż gruntowej pompy ciepła (EHP – sprężarka elektryczna) o mocy ok. 60 kW.

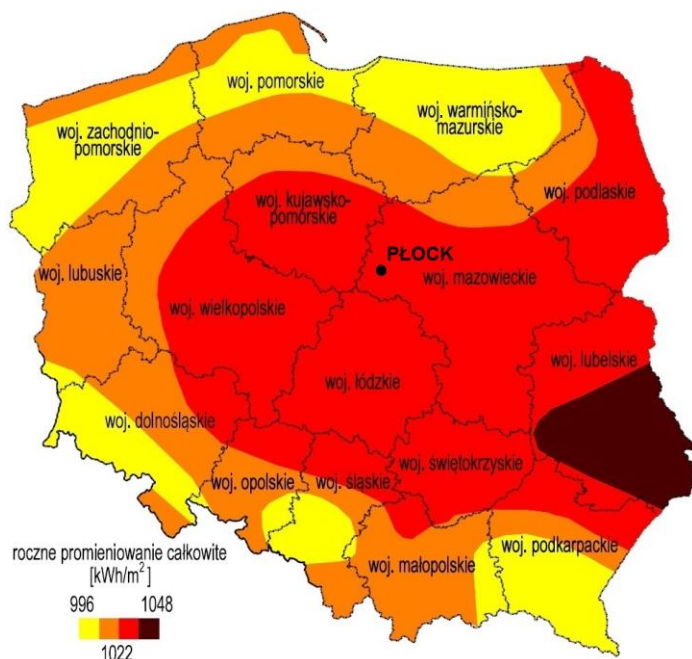
Energia słoneczna

Do Ziemi dociera promieniowanie słoneczne zbliżone widmowo do promieniowania ciała doskonale czarnego o temperaturze około 5 700 K. Przed wejściem do atmosfery moc promieniowania jest równa 1 367 W/m² powierzchni prostopadłej do promieniowania słonecznego. Część tej energii jest odbijana i pochłaniana przez atmosferę. Do powierzchni Ziemi w słoneczny dzień dociera około 1 000 W/m². Ilość energii słonecznej docierającej do danego miejsca zależy od szerokości geograficznej oraz od czynników pogodowych. Średnie roczne nasłonecznienie obszaru Polski wynosi ~1 000 kWh/m² na poziomą powierzchnię, co odpowiada wartości opałowej około 120 kg paliwa umownego. Wykorzystanie bezpośrednie energii słonecznej może odbywać się na drodze konwersji fotowoltaicznej lub fototermicznej. Niepowtarzalną 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. Powiat płocki jak również Gmina Miasto Płock znajdują się w rejonie, gdzie nasłonecznienie jest umiarkowane i wynosi ok. 1 030 kWh/m².

W ostatnich latach nastąpił widoczny wzrost wykorzystywania energii słonecznej wśród odbiorców indywidualnych (budownictwo jednorodzinne) na terenie Gminy Miasto Płock.

Wzrosło również zainteresowanie urządzeniami akumulującymi energię słoneczną w sektorze publicznym, w tym w urzędach administracji publicznej, szkołach, szpitalach itp. Związane jest to głównie z niższymi kosztami jednostkowymi dla większych instalacji, lepszą jakością produkowanych kolektorów oraz ich konkurencyjną ceną w stosunku do wzrastających kosztów eksploatacji tradycyjnych systemów grzewczych.

Rysunek 13-2 Nasłonecznienie w Polsce

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Podhalańskiej Agencji Poszanowania Energetyki

Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne wykorzystują za pomocą konwersji fototermicznej energię promieniowania słonecznego do bezpośredniej produkcji ciepła dwoma sposobami: sposobem pasywnym (biernym) i aktywnym (czynnym). Transmisja zaabsorbowanej energii słonecznej do odbiorników odbywa się w specjalnych instalacjach. W systemach pasywnych konwersja energii promieniowania słonecznego w ciepło zachodzi w sposób naturalny w istniejących lub specjalnie zaprojektowanych elementach struktury budynków pełniących rolę absorberów. Natomiast w systemach aktywnych dostarcza się do instalacji dodatkową energię z zewnątrz, zwykle do napędu pompy lub wentylatora przetłaczających czynnik roboczy (wodę lub powietrze) przez kolektor słoneczny. Funkcjonowanie kolektora słonecznego jest związane z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej.

Kolektory słoneczne można stosować do:

- wspomagania centralnego ogrzewania;
- wspomagania przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- ogrzewania wody w basenach;
- podgrzewania gruntów szklarniowych;
- suszenia płodów rolnych i ziół.

W warunkach klimatycznych Polski kolektor może pokryć maksymalnie 70÷80% energii na przygotowanie c.w.u. w ciągu roku. Dlatego niezbędne jest drugie dogrzewające wodę źródło energii. Najlepszym rozwiązaniem jest połączenie kolektora poprzez zasobnik ciepłej wody użytkowej z kotłem gazowym lub pompą ciepła.

Decydując się na zastosowanie kolektorów należy mieć na uwadze następujące zalecenia:

- powinny być one zwrócone w kierunku południowym,
- w ciągu dnia nie powinny być zacieniane przez budynki, obiekty i drzewa,
- kąt nachylenia powinien wynosić 45°.

Na krajowym rynku pojawia się coraz większa liczba firm zajmujących się sprzedażą zestawów kolektorowych. Dlatego przy zakupie takiej instalacji należy kierować się m.in.:

- gwarancją min. 5 lat na instalacje oraz 10 lat na rury szklane kolektora,
- odpornością na warunki atmosferyczne (głównie na gradobicie) potwierdzona odpowiednimi świadectwami wydanymi przez uprawnione do tego instytuty,
- wiarygodnością firm, referencje działających instalacji, dogodne warunki serwisowe.

Na terenie Gminy Miasto Płock energia słoneczna wykorzystywana jest w instalacjach solarnych (kolektorowych) w prywatnych budynkach jednorodzinnych.

Ponadto zidentyfikowano 4 kpl. kolektorów słonecznych wykorzystywanych na potrzeby c.w.u. należących do Płockiego Towarzystwa Wioślarskiego. Planowana produkcja ciepła z kolektorów to ok. 11,4 MWh/rok.

Ogniwa fotowoltaiczne

Systemy fotowoltaiczne przetwarzają energię promieniowania słonecznego bezpośrednio w energię elektryczną. Ze względu na powszechną dostępność do promieniowania słonecznego można je stosować w dowolnym miejscu. Obecnie najpoważniejszym ograniczeniem w rozwoju fotowoltaiki jest stosunkowo wysoka cena instalacji. Typowy układ fotowoltaiczny działający niezależnie od sieci elektroenergetycznej składa się z modułów, paneli lub kolektorów fotowoltaicznych oraz kontrolera ładowania, akumulatora i falownika. Energia wytworzona w ogniwach magazynowana jest w akumulatorze, który dostarcza energię elektryczną do odbiornika energii w czasie, gdy nie ma promieniowania słonecznego lub jest ono niewystarczające. Do racjonalnego wykorzystania akumulatorów służy kontroler ładowania, natomiast zadaniem falownika jest zamiana napięcia stałego na zmienne o stałej częstotliwości. Niektóre odbiorniki prądu można również zasilać bezpośrednio z szyny napięcia stałego.

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 itp.

Na terenie Gminy Miasto Płock nie zinwentaryzowano instalacji fotowoltaicznych.

System hybrydowy słoneczno-wiatrowy

Scharakteryzowane powyżej technologie OZE wykorzystujące energię słoneczną i wiatru dają bardzo dobre wyniki przy ich jednoczesnym zastosowaniu w tzw. układach hybrydowych. Prowadzone obserwacje meteorologiczne wskazują, że w porze największego nasilenia wiatrów (okres jesienno-zimowy) promieniowanie słoneczne jest słabe, natomiast w porze wiosenno-letniej, kiedy natężenie promieniowania słonecznego jest najsilniejsze, spada średnia prędkość wiatru. Stąd połączenie ze sobą energii słonecznej i wiatrowej daje stały dopływ energii do odbiorcy w ciągu roku.

Na omawianym obszarze nie zinwentaryzowano układów hybrydowych.

Podsumowanie

Racjonalne wykorzystanie energii, a w szczególności energii ze źródeł odnawialnych, jest jednym z istotnych komponentów zrównoważonego rozwoju, przynoszącym wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Wzrost udziału OZE w bilansie paliwowo-energetycznym gmin 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 gminy.

W chwili obecnej najbardziej znaczącą technologią pozyskiwania energii odnawialnej na terenie Gminy Miasto Płock jest wykorzystanie solarnych instalacji wspomagających instalacje grzewcze. Kolektory słoneczne zastosowane do wspomagania instalacji grzewczych znajdują uzasadnienie ekonomiczne i powinny być promowane przez władze gminy jako rozwiązanie przynoszące wymierne efekty ekologiczne w postaci unikniętej emisji, dzięki zaoszczędzeniu około 75% paliw pierwotnych.

Zakłada się, że w budynkach użyteczności publicznej jeden obiekt na każde 3 lata zmieni sposób ogrzewania na źródło korzystające z OZE. Natomiast w zabudowie mieszkaniowej jednorodzinnej zakłada się, że w ciągu najbliższych lat 1 budynek na 200 w każdym roku zmieni sposób ogrzewania na źródło korzystające z OZE.

Obiektów wykorzystujących odnawialne źródła energii w gminie powinno stopniowo przybywać, pod warunkiem, że instalacje wykorzystujące OZE będą bardziej dostępne, a ich ceny zaczną spadać. Istotną rolę w propagowaniu energetyki odnawialnej pełnić winna Gmina. Dotyczy to w szczególności realizacji instalacji OZE w gminnych obiektach użyteczności publicznej.

14. Zakres współpracy z gminami sąsiednimi

14.1 Metodyka działań związanych z określeniem zakresu współpracy

Zgodnie z Art. 19 ust. 3 pkt. 4 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz.U. 2012, poz. 1059 ze zm.), „Projekt założeń ...” powinien określać zakres współpracy z innymi gminami odnośnie sposobu pokrywania potrzeb energetycznych.

Gmina Miasto Płock bezpośrednio graniczy (patrz rysunek poniżej):

- z gminą wiejską Stara Biała (powiat płocki),
- z gminą wiejską Radzanowo (powiat płocki),
- z gminą wiejską Słupno (powiat płocki),
- z gminą miejsko-wiejską Gąbin (powiat płocki),
- z gminą wiejską Łąck (powiat płocki),
- z gminą wiejską Nowy Duninów (powiat płocki),

Rysunek 14-1 Gminy bezpośrednio sąsiadujące z Gminą Miasto Płock



Źródło: Opracowanie własne

W ramach prac związanych z opracowaniem aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasto Płock” dokonano analizy istniejących i przyszłych możliwych powiązań pomiędzy Gminą Miasto Płock, 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 Gminą Miasto Płock a gminami sąsiadującymi, w zakresie poszczególnych systemów energetycznych, realizowana jest głównie poprzez eksploatatorów tych systemów. W ramach infrastruktury technicznej, dotyczącej transportu poszczególnych nośników energii, istnieją sieciowe powiązania Gminy Miasto Płock z gminami sąsiadującymi. Systemy istniejących powiązań przedstawiono w ramach przyjętego podziału na istniejące nośniki energetyczne.

14.2 Zakres współpracy – stan istniejący

System ciepłowniczy

Dystrybucją ciepła na terenie Gminy Miasto Płock zajmuje się Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. Odbiorcami ciepła są głównie użytkownicy budynków jedno- i wielorodzinnych oraz obiektów użyteczności publicznej, przeznaczonych pod handel, usługi i przemysł.

Głównym źródłem zasilania miasta jest Elektrociepłownia PKN ORLEN S.A. wytwarzająca w kogeneracji energię elektryczną i ciepłą.

System ciepłowniczy Gminy Miasto Płock nie posiada połączeń sieciowych z żadną inną gminą.

System elektroenergetyczny

W ramach systemu elektroenergetycznego współpraca z ww. sąsiadującymi gminami realizowana jest w całości poprzez przedsiębiorstwo ENERGA Operator S.A. Oddział w Płocku oraz poprzez istniejące powiązania sieciowe.

Ponadto współpraca z gminami: Stara Biała i Łąck w ramach systemu elektroenergetycznego realizowana jest również poprzez PKP Energetyka S.A. Łódzki Rejon Dystrybucji.

Gmina Miasto Płock należy do grupy zakupowej energii elektrycznej.

System gazowniczy

Współpraca z gminami: Stara Biała i Słupno w zakresie systemu gazowniczego realizowana jest przez PSG Sp. z o.o. Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie oraz poprzez istniejące powiązania sieciowe.

14.3 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 Gminą Miasto Płock a gminami sąsiadującymi.

System elektroenergetyczny

W przyszłości zakłada się, że ewentualna współpraca Gminy Miasto Płock 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 Gminy Miasto Płock z gminami sąsiednimi, odnośnie pokrywania potrzeb gazowniczych realizowana będzie głównie na szczeblu wymienionych powyżej przedsiębiorstw energetycznych (przy koordynacji ze strony władz gminnych). Przejawem tej współpracy powinno być dążenie do dalszej gazyfikacji nie zaopatrzonych w gaz ziemny obszarów Gminy Miasto Płock (głównie na lewobrzeżnej części miasta) i gmin sąsiadujących.

PSG sp. z o.o. Oddział w Warszawie Zakład w Ciechanowie jest w posiadaniu koncepcji gazyfikacji lewobrzeżnej części Płocka wraz z gminą sąsiednią Łąck. Realizacja projektu przyczyni się w sposób istotny do poprawy jakości powietrza w Płocku i winien być traktowany przez Miasto jako projekt o znaczeniu priorytetowym.

Odnawialne źródła energii

W chwili obecnej brak jest przesłanek do współpracy między Gminą Miasto Płock 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.

Związek Gmin Regionu Płockiego

Związek Gmin Regionu Płockiego (ZGRP) rozpoczął swoją działalność 14 kwietnia 1994 r. Działa na podstawie ustawy z dnia 11 marca 2013 r. o samorządzie gminnym (tekst jednolity: Dz.U. 2013, poz. 594 ze zm.). Zadania, prawa i obowiązki określa statut, który został ogłoszony w Dzienniku Urzędowym woj. Płockiego Nr 5 poz. 57 z dnia 9 czerwca 1994 r.

W obecnej chwili ZGRP zrzesza 18 gmin z regionów powiatów płockiego i płońskiego, a mianowicie: Bielsk, Bodzanów, Brudzeń Duży, Bułkowo, Czerwińsk nad Wisłą, Drobin, Gąbin, Gostynin, Łąck, Nowy Duninów, Pacyna, Płock, Radzanowo, Słupno, Stara Biała, Staroźreby, Szczawin Kościelny, Wyszogród.

Ogółem gminy tworzące ZGRP zajmują powierzchnię około 2 089 km², którą zamieszkuje około 236 tys. mieszkańców (w tym miasto Płock około 52%).

Do zadań ZGRP należy m.in.:

- reprezentowanie wspólnych interesów gmin wchodzących w skład ZGRP,
- restrukturyzacja regionu w celu pełnego wykorzystania potencjału ludzkiego i rzeczowego oraz przeciwdziałania bezrobociu,
- inicjowanie tworzenia kompleksowej infrastruktury społecznej, gospodarczej i technicznej, a w szczególności proekologicznej infrastruktury technicznej,
- inicjowanie i prowadzenie programu edukacji ekologicznej społeczeństwa,
- poszukiwanie nowatorskich rozwiązań gospodarczych i ekonomicznych w przedmiocie działania ZGRP,
- promocja gospodarcza gmin - członków ZGRP,
- organizowanie szkoleń dla gmin - członków ZGRP z zakresu działania ZGRP,
- opracowywanie ekspertyz i analiz w zakresie zgłaszanym przez gminy - członków ZGRP,
- utrzymanie kontaktów z podmiotami polskimi i zagranicznymi w celu wymiany doświadczeń oraz podejmowania wspólnych działań w szczególności proekologicznych,
- organizowanie przedsięwzięć i imprez kulturalnych, oświatowych i sportowych o zasięgu ponadgminnym.

Zakład Utylizacji Odpadów Komunalnych w Kobiernikach k/Płocka sp. z o.o. przyjmuje odpady z 18 gmin należących do Związku Gmin Regionu Płockiego. W przyszłości planuje się budowę instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych dla miasta i regionu płockiego, ze względu na ograniczoną powierzchnię składowania odpadów.

15. Wnioski i zalecenia

Aktualizacja „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasto Płock” spełnia funkcję podstawowego dokumentu lokalnego planowania energetycznego i zgodnie z art. 18 ustawy Prawo energetyczne stanowi założenia do planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy oraz podstawę planowania i organizacji działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy.

Merytorycznie aktualizacja „Założeń...” spełnia wymagania tematyczne ustawy Prawo energetyczne art. 19 i zawiera:

- ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- propozycje przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- ocenę możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz zagospodarowania ciepła odpadowego,
- propozycje możliwych do zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej,
- analizę zakresu współpracy z innymi (sąsiadującymi) gminami.

Aktualizacja „Założeń ...” po uchwaleniu będzie spełniać również funkcję podstawy merytorycznej dla dalszych etapów planowania, w tym w szczególności dla:

- „Planów rozwoju ...” przedsiębiorstw energetycznych działających i zamierzających działać na terenie Gminy Miasto Płock w zakresie nowych potrzeb energetycznych oraz racjonalizacji produkcji i przesyłu, szczególnie ciepła - zgodnie z art.16 ustawy Prawo energetyczne;
- „Planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” - zgodnie z art. 20 ustawy Prawo energetyczne, w sytuacji braku realizacji zapisów „Założeń...” przez odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne;
- 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.

1. Stan aktualny zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasto Płock

Analiza stanu działania systemów energetycznych Gminy Miasto Płock dała generalny obraz potrzeb energetycznych odbiorców zlokalizowanych na terenie gminy, który przedstawia się według stanu na koniec 2014 roku następująco:

w zakresie potrzeb ciepłych:

- ➔ zapotrzebowanie mocy cieplnej na ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej – ogółem ok. 527 MW, w tym:
 - w budownictwie mieszkaniowym ~ 365 MW (zabudowa jednorodzinna ok. 40%);
 - sumarycznie z systemu ciepłowniczego ~ 260 MW;

Ponadto zapotrzebowanie na ciepło Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN S.A. oraz jednostek powiązanych wykonujących zlecenia na rzecz PKN ORLEN S.A. wynosi ok. 1 242 MW. Zapotrzebowanie na ciepło PKN ORLEN S.A. jest ponad 2-krotnie wyższe niż zapotrzebowanie ciepła całego miasta.

Łączne zapotrzebowanie na ciepła Miasta i PKN ORLEN S.A. wynosi ok. 1 769 MW.

- ➔ roczne zużycie energii cieplnej użytecznej do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej – ok. 3 426 TJ/rok, w tym:
 - w budownictwie mieszkaniowym – 2 375 TJ/rok;
 - sumarycznie z systemu ciepłowniczego ~1 691 TJ/rok.

w zakresie dostaw energii elektrycznej:

- ➔ roczne zużycie energii elektrycznej (bez odbiorcy na WN) – ogółem ok. 360 GWh, w tym:
 - odbiorcy grupy taryfowej G – ok. 90 GWh (25%).

w zakresie dostaw gazu ziemnego:

- ➔ roczne zużycie gazu ziemnego – ogółem ok. 18,8 mln m³, w tym:
 - gospodarstwa domowe ~ 10,6 mln m³,
 - na pokrycie potrzeb grzewczych w gospodarstwach domowych ~ 7,7mln m³;
- ➔ udział gazu ziemnego w pokryciu zapotrzebowania na ciepło użytkowe ogółem ok. 118,7 MW (22%), w tym:
 - w odniesieniu do zabudowy mieszkaniowej 66 MW.

2. Przewidywane zmiany zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe

Przewidywany przyrost zapotrzebowania na nośniki energetyczne dla nowego budownictwa do roku 2030, dla wariantu zrównoważonego oszacowano na poziomie:

w zakresie potrzeb ciepłych:

- w wariantcie zrównoważonym potrzeby ciepłe nowych odbiorców wyniosą około 58,5 MW, w tym dla nowego budownictwa mieszkaniowego ~ 31 MW, w perspektywie docelowej opracowania;
- przyrosty te niwelowane będą spadkiem zapotrzebowania na skutek prowadzenia wszelkiego typu działań racjonalizacji użytkowania ciepła;
- potrzeby ciepłe nowych odbiorców głównie pokrywane będą z wykorzystaniem systemu ciepłowniczego i gazowniczego oraz według rozwiązań indywidualnych z wykorzystaniem jako paliwa: oleju opałowego, węgla z zastrzeżeniem zastosowania wysokosprawnych, niskoemisyjnych kotłów nowej generacji oraz wykorzystaniem rozwiązań opartych o odnawialne źródła energii.

w zakresie dostaw energii elektrycznej:

- wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w skali całej gminy dla potrzeb nowej zabudowy mieszkaniowej szacuje się w zakresie od 6-10 MW na poziomie źródłowym WN, w perspektywie docelowej opracowania;
- możliwe zwiększenie zapotrzebowania mocy dla nowych terenów w sektorze usług i aktywności gospodarczej to około 13,6 MW na poziomie źródłowym, w perspektywie docelowej opracowania.

w zakresie dostaw gazu ziemnego:

- przyrost godzinowego zapotrzebowania na gaz ziemny może mieścić się w zakresie 183 m³/h do około 367 m³/h w perspektywie docelowej opracowania dla odbiorców zlokalizowanych w obrębie oddziaływania istniejącego systemu gazowniczego;
- wzrost zużycia gazu szacuje się na 275÷550 tys. m³/rok, w perspektywie docelowej opracowania.

3. Możliwości pokrycia prognozowanego przyrostu zapotrzebowania

Przedstawione powyżej wielkości zapotrzebowania mogą zostać pokryte na bazie istniejących systemów zaopatrujących gminę w energię, przy założeniu ich sukcesywnej modernizacji i rozbudowy. Decyzje co do sposobu zaopatrzenia w ciepło winny być podejmowane w sytuacji sprecyzowanego sposobu zainwestowania terenów. Poprzedzić je powinna analiza ekonomiczna aktualnych kosztów budowy i eksploatacji poszczególnych instalacji, analiza kierunków rozwoju rynku nośników energii oraz sugestie ze strony przyszłych odbiorców. Propozycje możliwych scenariuszy zaopatrzenia obszarów rozwoju przedstawiono w rozdziale 10 niniejszego opracowania.

Każdorazowo należy rozpatrzyć, tam gdzie jest to zasadne, wprowadzenie mikrokogeneracji i rozwiązań wykorzystujących OZE ze szczególnym zwróceniem uwagi na nowe obiekty użyteczności publicznej.

4. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia gminy w ciepło

Na terenie Gminy Miasto Płock występuje różnorodność rozwiązań w ogrzewaniu budownictwa, a mianowicie:

- budownictwo mieszkaniowe indywidualne, mieszkania wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, obiekty użyteczności publicznej, handel i usługi komercyjne oraz przemysł usytuowane po prawej stronie Wisły ogrzewane są za pomocą miejskiej sieci ciepłowniczej;
- gospodarstwa domowe, przemysł i budownictwo wielorodzinne, handel i usługi zlokalizowane w prawobrzeżnej części miasta ogrzewane z wykorzystaniem sieci gazowej;
- budownictwo wielorodzinne, obiekty użyteczności publicznej, usługowe oraz przemysłowe ogrzewane z lokalnych kotłowni węglowych i olejowych;
- budownictwo jednorodzinne ogrzewane z indywidualnych kotłowni wbudowanych na paliwa stałe (węgiel, drewno), ciekłe i gazowe (olej opałowy, gaz płynny) oraz za pomocą elektrycznych urządzeń grzewczych.

Problemem do rozwiązania w ramach współpracy służb gminnych i mieszkańców jest modernizacja indywidualnych ogrzewań węglowych stanowiących źródło „niskiej emisji”.

Konieczne jest przeanalizowanie pod względem technicznym i ekonomicznym podłączenia nowych odbiorców z istniejącej zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej oraz nowych terenów rozwoju zabudowy mieszkaniowej, usługowej i przemysłowej.

5. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia gminy w energię elektryczną

Jakkolwiek obecny stan systemu elektroenergetycznego na obszarze gminy nie upoważnia do wniosku o istnieniu szczególnych zagrożeń bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, tym niemniej utrzymanie takiego stanu wymaga ciągłych aktywnych działań lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, zarówno na rzecz rozwoju systemu w celu zapewnienia dostaw dla nowych odbiorców, jak również na rzecz bieżącego utrzymania i stosownej modernizacji urządzeń i instalacji elektroenergetycznej infrastruktury dystrybucyjnej. Identyfikacja koniecznych do zrealizowania zadań rozwojowych wymaga bieżącej współpracy OSD i właściwych Organów Samorządowych Gminy w zakresie planowania energetycznego, zgodnie z podziałem kompetencji i obowiązków określonych obecnie obowiązującymi przepisami. Kompleksowa realizacja niezbędnych procedur w zakresie planowania rozwoju stanowi bowiem warunek konieczny zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w długookresowym horyzoncie czasowym. Operator, jako przedsiębiorstwo o zakresie działania na obszarze wielu gmin, realizuje współpracę pomiędzy gminami sąsiadującymi w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną.

Główne zadania stojące przed przedsiębiorstwem to zaopatrzenie nowych terenów rozwojowych gminy oraz zapewnienie bezpieczeństwa zasilania wszystkich odbiorców poprzez m.in. sukcesywną modernizację infrastruktury na poziomie SN i nN.

6. Wnioski z oceny stanu zaopatrzenia gminy w gaz sieciowy

Stan techniczny oraz przepustowość elementów systemu gazowniczego zasilającego Gminę Miasto Płock, operator systemu dystrybucyjnego ocenia jako posiadające rezerwy dla zasilania potencjalnych nowych odbiorców w okresie docelowym.

Główne zadania stojące przed przedsiębiorstwem dystrybucyjnym (PSG Sp. z o.o. Oddział w Warszawie, Zakład w Ciechanowie) to zaopatrzenie nowych terenów rozwojowych gminy oraz zapewnienie bezpieczeństwa zasilania wszystkich odbiorców poprzez m.in. sukcesywną modernizację istniejącej infrastruktury i rozbudowę systemu gazowniczego.

Ponadto PSG sp. z o.o. posiada koncepcję gazyfikacji lewobrzeżnej części Płocka wraz z Gminą Łąck, uwzględniającą 3 warianty przekroczenia rzeki Wisły. Realizacja projektu gazyfikacji tej części Płocka winna być traktowana przez Miasto jako projekt o znaczeniu priorytetowym ze względu na możliwe do uzyskania wymierne korzyści ekologiczne towarzyszące jego realizacji.

7. Strategiczne cele Gminy Miasto Płock w obszarze energetyki komunalnej

Na podstawie analiz przeprowadzonych w niniejszym opracowaniu oraz biorąc pod uwagę Założenia Polityki Energetycznej Państwa i zapisy gminnych i regionalnych dokumentów planistycznych i strategicznych określono główne cele gminy 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 gminy:

Cel nr 1 - Zapewnienie w perspektywie wieloletniej bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu Gminy Miasto Płock z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych.

Cel nr 2 - Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie gminy.

Cel nr 3 - Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia odbiorców w energię.

Cel nr 4 - Rozwijanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości.

Cel nr 5 - Edukacja i promocja w obszarze szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii.

W ramach ww. celów strategicznych analizy wskazały na konieczność podjęcia przez gminę, samodzielnie lub we współpracy np. z przedsiębiorstwami energetycznymi, realizacji następujących zadań w ramach powyższych celów:

Cel nr 1 - Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu Gminy Miasto Płock z zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych

Zadanie C1.Z1 – Podjęcie działań w kierunku rozbudowy i dalszej poprawy warunków dostawy ciepła systemowego (Fortum Power and Heat Polska + Gmina).

Zadanie C1.Z2 - Podjęcie intensywnych działań prowadzących do zgazyfikowania lewobrzeżnej części Płocka przez PSG, w tym promowanie wśród mieszkańców korzyści środowiskowych płynących ze zmiany sposobu ogrzewania na pro ekologiczny (PSG + Gmina).

Zadanie C1.Z3 – Zakup energii w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu gminy, w pierwszej kolejności dla jednostek podległych gminie (Gmina).

Zadanie C1.Z4 – Ciągły monitoring stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji ciepła, energii elektrycznej i gazu sieciowego na obszarze gminy (Gmina).

Zadanie C1.Z5 – Ciągły monitoring kosztów energii i jej nośników w aspekcie utrzymania akceptowalnych warunków dla odbiorców końcowych (Gmina).

Cel nr 2 - Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie Gminy Miasto Płock

Zadanie C2.Z1 - Koordynacja operacyjna zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych i współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Zgodnie z art. 18 ustawy Prawo energetyczne planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy (w tym również dla nowego budownictwa) stanowi zadanie własne gminy, którego realizacji podjąć się mają, za przyzwoleniem gminy, odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne. Zadaniem gminy w tym zakresie winno być gromadzenie informacji o najbliższych planowanych inwestycjach i zgłaszanie ich corocznie do odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych celem ujęcia w planach rozwoju. W zakres zadań gminy powinno również wejść ciągłe monitorowanie planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze gminy i analiza ich zgodności z uchwalonymi „Założeniami...”. Istotny nacisk należy położyć na monitorowanie postępu realizacji kluczowego dla Miasta projektu gazyfikacji lewobrzeżnej części Płocka.

Zadanie C2.Z2 – Koordynacja planowania przestrzennego gminy oraz procesów administracyjnych w celu zapewnienia realizacji zaopatrzenia w nośniki energii nowych jej użytkowników na warunkach ustalonych w dokumentach planistycznych.

Zadanie C2.Z3 – Stymulowanie działań inwestorów do zastosowania rozwiązań opartych o wykorzystanie lokalnych układów kogeneracji z wykorzystaniem w miarę możliwości gazu ziemnego jako nośnika energii w zabudowie usługowej.

Zadanie C2.Z4 – Zapewnienie oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych i obszarów z niedostatecznym oświetleniem.



Cel nr 3 - Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia odbiorców w energię

Zadanie C3.Z1 - Zarządzanie zużyciem i kosztami energii w jednostkach gminnych (Gmina).

Racjonalizacja gospodarki energią w jednostkach gminnych wymaga, z uwagi na specyfikę ich eksploatacji, ciągłych i wnikliwych obserwacji. Istotnym argumentem przemawiającym za stworzeniem systemu stałego monitoringu zużycia energii jest pozycja kosztów energii w budżecie gminy oraz wymagania stawiane przez ustawę „o efektywności energetycznej”.

Zadanie C3.Z2 - Stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji” (Gmina).

Planując działania w myśl polityki energetycznej państwa oraz w zgodzie ze standardami ochrony środowiska Gmina powinna kontynuować działania edukacyjne i stymulacyjne dla przedsiębiorstw mających na celu zmianę sposobu zasilania w ciepło - z niskosprawnych, opartych o paliwo węglowe - na rozwiązania proekologiczne, tj. podłączenia do systemu gazowniczego, wymiana indywidualnych kotłowni węglowych na nowe wysokosprawne, niskoemisyjne oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Istotnym zadaniem jest wprowadzenie działań związanych z dofinansowywaniem odbiorców indywidualnych.

Zadanie C3.Z3 – Podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających (przedsiębiorstwa energetyczne; rolą Gminy jest koordynacja).

Zadanie C3.Z4 – Podniesienie efektywności użytkowania ciepła poprzez ograniczanie zużycia energii użytecznej w ramach działań związanych z:

- termomodernizacją budynków mieszkalnych wielorodzinnych i obiektów miejskich,
- wspieraniem działań termomodernizacyjnych i modernizacji systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej.

Zadanie C3.Z5 – Sukcesywna modernizacja systemu oświetlenia ulicznego.

Zadaniem Gminy jest przeprowadzenie modernizacji punktów oświetleniowych oraz wyłonienie niezależnego operatora pełniącego rolę eksploatatora i konserwatora ww. instalacji w myśl zasad Ustawy o Zamówieniach Publicznych.

Cel nr 4 - Rozwijanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o lokalne zidentyfikowane możliwości

Zadanie C4.Z1 – Planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach gminnych.

Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) na terenie gminy ukierunkowany powinien być na wykorzystanie kolektorów słonecznych i pomp ciepła. Zakłada się, że Gmina powinna stymulować rozwój OZE wśród odbiorców indywidualnych i we własnych zasobach. 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 mikrokogeneracji.

Cel nr 5 - Edukacja i promocja w obszarze szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozwijania wykorzystania lokalnych i odnawialnych źródeł energii

Zadanie C5.Z1 – Opracowanie planu działań odnośnie zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej dla jednostek sektora publicznego z terenu gminy.

Zadanie C5.Z2 – Opracowanie planu działań edukacyjnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii oraz jego realizacja.

Zadanie C5.Z3 – Promocja działań gminnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii poprzez zamieszczenie informacji w środkach masowego przekazu na temat zrealizowanych działań i ich efektów.

8. Wymagane zmiany organizacyjne

Operacyjnie częściowa realizacja zadań C1.Z2 i C3.Z1 wymaga wdrożenia programu monitorowania i zarządzania zakupem i zużyciem energii w wytypowanych obiektach. Z kolei sprawne wdrożenie i realizacja całości zadań jw. wymaga istnienia w strukturach gminnych energetyka miejskiego, który organizuje i nadzoruje realizację zadań w celu zapewnienia, zgodnej z założeniami polityki UE i Polski, racjonalizacji użytkowania energii przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa i ciągłości zasilania mieszkańców, oraz przy spełnieniu akceptowalnych społecznie warunków ekologicznych i ekonomicznych.

Opracowana aktualizacja „Założeń...” po jej uchwaleniu przez Radę Miasta stanowić powinna dokument „lokalnego planowania energetycznego”, którego wdrożenie i formy realizacji dalszych działań powinny stanowić zobowiązanie dla władz Gminy i powinny podlegać bieżącemu monitorowaniu przez stosowne komisje Rady.

Aktualizację „Założeń do planu zaopatrzenia...” winno się przeprowadzać w 3-letnich okresach. Kolejna aktualizacja założeń powinna być opracowana w 2018 r. (zgodnie z wprowadzonymi zmianami w ustawie Prawo energetyczne).

ZAŁĄCZNIKI

Załącznik nr 1

Korespondencja dotycząca współpracy pomiędzy gminami

Załącznik nr 2

Mapa systemu ciepłowniczego

Załącznik nr 3

Mapa systemu elektroenergetycznego

Załącznik nr 4

Mapa systemu gazowniczego