



energoekspert sp. z o. o.
energia i ekologia

40-105 Katowice, ul. Węglowa 7
tel. +48/32/351-36-70, fax +48/32/351-36-75
e-mail: biuro@energoekspert.com.pl
www.energoekspert.com.pl

**Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło,
energię elektryczną i paliwa gazowe
Miasta Kędzierzyn-Koźle**
Aktualizacja

Katowice, październik 2012r.

Zespół projektantów

dr inż. Adam Jankowski - dyrektor do spraw produkcji

mgr inż. Piotr Krogulec - kierownik projektu

mgr Marcin Całka

mgr inż. Agata Lombarska-Blochel

inż. Alicja Janik

mgr inż. Zbigniew Przedpełski

mgr Sabina Sierzyńska

mgr inż. Anna Szembak

Sprawdzający

mgr inż. Józef Bogalecki



Spis zawartości dokumentacji

Wprowadzenie.....	5
1. Polityka energetyczna, planowanie energetyczne.....	8
1.1. Polityka energetyczna UE i kraju.....	8
1.2. Planowanie energetyczne na szczeblu gminnym - rola założeń w systemie planowania energetycznego.....	13
2. Charakterystyka gminy.....	16
2.1. Położenie geograficzne miasta i struktura terenu.....	16
2.2. Warunki klimatyczne.....	17
2.3. Uwarunkowania demograficzne i mieszkaniowe.....	17
2.4. Sytuacja gospodarcza miasta.....	19
2.5. Podział na jednostki bilansowe.....	20
2.6. Istniejące utrudnienia w rozwoju systemów sieciowych lub transporcie paliwa.....	21
3. Charakterystyka zaopatrzenia w ciepło.....	24
3.1. Źródła ciepła na terenie miasta.....	24
3.2. Podsystem wytwarzania ciepła.....	26
3.3. Podsystem dystrybucji ciepła.....	33
3.4. Bilans cieplny.....	39
3.5. Paliwa wykorzystywane do produkcji energii cieplnej.....	43
3.6. Ocena stanu systemu zaopatrzenia w ciepło.....	45
4. System elektroenergetyczny.....	46
4.1. Wprowadzenie.....	46
4.2. Źródła energii elektrycznej w Kędzierzynie-Koźlu.....	46
4.3. System zasilania miasta.....	47
4.4. Jakość i pewność zasilania.....	52
4.5. Odbiorcy i zapotrzebowanie energii elektrycznej w mieście.....	54
4.6. Plany inwestycyjne, prognozy rozwoju.....	56
5. System zaopatrzenia w gaz ziemny.....	58
5.1. Wprowadzenie.....	58
5.2. Charakterystyka systemu gazowniczego.....	59
5.3. Odbiorcy i zużycie gazu.....	61
5.4. Ocena stanu systemu gazowniczego.....	63
6. Analiza porównawcza cen energii i jej nośników.....	64
6.1. Taryfy dla ciepła.....	64
6.2. Taryfy dla energii elektrycznej.....	69
6.3. Taryfa dla paliw gazowych.....	72
7. Przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii.....	77
7.1. Metodyka prognozowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.....	77
7.2. Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii.....	78
7.3. Potrzeby energetyczne dla nowych obszarów rozwoju.....	85
7.4. Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło.....	88
7.5. Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny - poziom źródłowy.....	94
7.6. Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną - poziom źródłowy.....	94
8. Scenariusze rozwoju systemów energetycznych.....	97
8.1. Nakłady inwestycyjne na budowę infrastruktury energetycznej.....	98
8.2. Analiza ekonomiczna wyboru rozwiązań zaopatrzenia w media energetyczne.....	101
8.3. Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło i gaz sieciowy.....	103
8.4. Wytyczne do rozbudowy systemów energetycznych.....	105

8.5. Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.....	111
8.6. Likwidacja „niskiej emisji”.....	114
8.7. Analiza i ocena możliwości zastosowania w gminie energetycznej gospodarki skojarzonej w źródłach rozproszonych	115
8.8. Ocena bezpieczeństwa energetycznego zaopatrzenia gminy w nośniki energii.....	117
9. Ocena możliwości i planowane wykorzystanie lokalnych źródeł energii.....	138
9.1. Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych.....	138
9.2. Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej.....	138
9.3. Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla gminy.....	140
9.4. Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gminie.....	144
9.5. Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze gminy.....	146
9.6. Ocena możliwości rozwoju.....	157
10. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych - środki poprawy efektywności energetycznej.....	159
10.1. Uwarunkowania i narzędzia prawne racjonalizacji.....	159
10.2. Kierunki działań racjonalizacyjnych - środki poprawy efektywności energetycznej.....	163
10.3. Audyt energetyczny, charakterystyka energetyczna budynków, stymulowanie rozwoju budownictwa energooszczędnego.....	165
10.4. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych. 168	
10.5. Propozycja rozwiązań organizacyjnych w Urzędzie Miasta - Energetyk Gminny.....	178
10.6. Założenia miejskiego programu zmniejszenia kosztów energii w obiektach gminnych - zasady i metody budowy programu zmniejszenia kosztów energii.....	182
11. Zakres współpracy z gminami.....	186
11.1. Metodyka działań związanych z określeniem zakresu współpracy.....	186
11.2. Zakres współpracy - stan istniejący.....	186
11.3. Możliwe przyszłe kierunki współpracy.....	187
12. Wnioski końcowe.....	189

Wprowadzenie

Podstawę opracowania „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Kędzierzyn-Koźle (Aktualizacja)” stanowią ustalenia określone w umowie z dnia 31 maja 2012r. zawartej pomiędzy:

- Gminą Kędzierzyn-Koźle z siedzibą przy ul. Piramowicza 32, 47-200 Kędzierzyn-Koźle;
- a firmą Energoekspert sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach przy ul. Węglowej 7.

Niniejsze opracowanie wykonano zgodnie z:

- ustawą o samorządzie gminnym z dnia 8 marca 1990r. (tekst jednolity Dz. U. z 2001r., Nr 142, poz. 1591 z późn. zm.);
 - ustawą Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997r. (tekst jednolity Dz. U. z 2012 r., Nr 0, poz. 1059 z późn. zm.);
 - ustawą o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011r (Dz. U. z 2011r., Nr 94, poz. 551);
 - ustawą Prawo ochrony środowiska z dnia 27 kwietnia 2001r. (tekst jednolity Dz. U. z 2008r., Nr 25, poz. 150 z późn. zm.);
 - ustawą o udostępnieniu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko z dnia 3 października 2008r. (Dz. U. z 2008r., Nr 199, poz. 1227 z późn. zm.);
 - ustawą o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z dnia 27 marca 2003r. (Dz. U. z 2003r., Nr 80, poz. 717 z późn. zm.);
 - ustawą Prawo budowlane z dnia 7 lipca 1994r. (tekst jednolity Dz. U. z 2010r., Nr 243, poz. 1623 z późn. zm.);
 - ustawą o wspieraniu termomodernizacji i remontów z dnia 21 listopada 2008r. (Dz. U. z 2008r., Nr 223, poz. 1459 z późn. zm.);
 - ustawą o ochronie konkurencji i konsumentów z dnia 16 lutego 2007r. (Dz. U. z 2007r., Nr 50, poz. 331 z późn. zm.);
 - przepisami wykonawczymi do ww. ustaw;
 - innymi obowiązującymi przepisami szczegółowymi;
- oraz uwzględnia uwarunkowania wynikające z obecnego i planowanego zagospodarowania przestrzennego gminy.

Gmina posiada „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną, paliwa gazowe Miasta Kędzierzyn-Koźle”, przyjęte przez Radę Miasta uchwałą nr XLV/544/2001 z dnia 25 października 2001r.

W związku z tym, że w minionym okresie (2001÷2012) nastąpiły znaczące zmiany zarówno bezpośrednio w sferze gospodarki energetycznej gminy, w tym zmiany formalno-prawne, własnościowe, organizacyjne przedsiębiorstw energetycznych, jak i w zapisach dotyczących kierunków rozwoju i zagospodarowania przestrzennego gminy, niezbędne jest ponowne przeprowadzenie analizy stanu zaopatrzenia gminy w nośniki energii oraz wskazanie niezbędnych kierunków działania dla zapewnienia szeroko rozumianego bezpieczeństwa energetycznego gminy.

Dodatkowo wystąpiły nowe uwarunkowania wynikające z członkostwa Polski w Unii Europejskiej, co z jednej strony związane jest z koniecznością spełniania podwyższonych wymagań, w szczególności np. tych związanych z ochroną środowiska, z drugiej daje szansę na pozyskanie środków na wsparcie finansowe niezbędnych inwestycji.

Podstawę aktualizacji stanowi również kompleksowe zapewnienie szeroko rozumianych działań związanych z racjonalizacją użytkowania energii na terenie gminy zgodnie z wymogami Prawa energetycznego i stosownych dyrektyw UE.

Przyjęcie niniejszej aktualizacji „Założeń...” uchwałą Rady Miasta stanowić będzie spełnienie wymagań stawianych ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. „o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw” (Dz. U. z 2010 r., Nr 21, poz. 104):

art. 17. Uchwalenie przez gminę pierwszych założeń..., lub ich aktualizacja powinna nastąpić w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie ww. ustawy”, tj. do marca 2012 r.

Zadaniem niniejszego opracowania jest:

- ocena stanu aktualnego zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- 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 Kędzierzyn-Koźle (uchwała nr LII/610/10 z dnia 31 marca 2010r.);
- obowiązujący miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego miasta Kędzierzyn-Koźle (uchwała nr IX/98/2003 z dnia 22 maja 2003r.);
- obowiązujące miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego gminy Kędzierzyn-Koźle:
 - ◆ w części dotyczącej cmentarza komunalnego na osiedlu Kuźniczka (uchwała nr XLIII/558/06 z dnia 26 stycznia 2006r.);
 - ◆ w rejonie ulicy Wieczorka (uchwała nr LII/712/06 z dnia 26 października 2006r.);
 - ◆ w rejonie ulicy Energetyków (uchwała nr VII/61/07 z dnia 30 marca 2007r.);
 - ◆ w rejonie ulicy Radosnej (uchwała nr XXV/303/08 z dnia 29 kwietnia 2008r.);
 - ◆ zmiana miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego gminy Kędzierzyn-Koźle dla działek 372/3, 372/5, 372/6, 371/7, 371/9, 371/10, 371/13, 371/14, 375/1, 375/2, 375/3 - obręb Azoty (uchwała nr XXXII/387/08 z dnia 30 października 2008r.);
 - ◆ w rejonie ulic Z. Kuczyńskiego - R. Horoszkiewicza (uchwała nr XXXVII/437/09 z dnia 5 marca 2009r.);
 - ◆ w rejonie ulicy Wróblewskiego - były warsztaty szkolne (uchwała nr XXXVII/438/09 z dnia 5 marca 2009r.);
 - ◆ w zakresie dotyczącym części osiedla Sławięcice (uchwała nr XLII/492/09 z dnia 30 czerwca 2009r.);
 - ◆ w części dotyczącej ogródków działkowych przy ul. Gliwickiej (uchwała nr XLVI/528/09 z dnia 29 października 2009r.);
 - ◆ w części dotyczącej obszaru ograniczonego ulicami Jana Kochanowskiego, Ignacego Łukasiewicza i Piastowską (uchwała nr XVII/206/11 z dnia 28 grudnia 2011r.);

- ◆ dla działki nr 1105/2 - obręb Sławięcice (uchwała nr XX/259/12 z dnia 29 marca 2012r.).

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

- Strategia rozwoju Miasta Kędzierzyn-Koźle na lata 2009-2015;
- Program Ochrony Środowiska dla miasta Kędzierzyn-Koźle (2004r.);
- Program Ochrony Środowiska miasta Kędzierzyn-Koźle na lata 2008-2011 z perspektywą na lata 2012-2015;
- Plan Gospodarki Odpadami dla miasta Kędzierzyn-Koźle (2004r.);
- Plan Gospodarki Odpadami dla gminy Kędzierzyn-Koźle na lata 2008-2011 z uwzględnieniem perspektywy na lata 2012-2015;
- Lokalny program rewitalizacji miasta Kędzierzyn-Koźle na lata 2007 - 2015;
- Opracowanie ekofizjograficzne dla gminy Kędzierzyn-Koźle (2006r.).

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

- Koncepcję przestrzennego zagospodarowania kraju 2030;
- Krajową Strategię Rozwoju Regionalnego 2010-2020: Regiony, Miasta, Obszary Wiejskie (2010r.);
- Strategię Rozwoju województwa opolskiego (2005r.);
- Regionalny program operacyjny Województwa Opolskiego (2007r.);
- Program ochrony środowiska Województwa Opolskiego na lata 2007-2010 z perspektywą do roku 2014;
- Aktualizację planu gospodarki odpadami dla Województwa Opolskiego (2008r.).

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

Dla niniejszego projektu, prowadząc postępowanie zgodnie z ustawą o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, uzyskano uzgodnienie odstąpienia od przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko z:

- Regionalnym Dyrektorem Ochrony Środowiska w Opolu;
- Państwowym Wojewódzkim Inspektorem Sanitarnym w Opolu.

W obu przypadkach w uzasadnieniu stwierdzono, że przewidywane w programie działania nie spowodują bezpośrednio zagrożeń dla środowiska naturalnego oraz dla zdrowia ludzi.

Jako rok bazowy dla bilansowania potrzeb energetycznych stanu istniejącego oraz stanowiący punkt odniesienia dla bilansowania stanu docelowego przyjęto rok 2011. W przypadku braku danych za rok 2011 (np. zestawień GUS itp.) zaistniałe zmiany uwzględniono wg występującego trendu zmian z ostatnich 5-ciu lat.

1. Polityka energetyczna, planowanie energetyczne

1.1. Polityka energetyczna UE i kraju

1.1.1. Planowanie energetyczne w Unii Europejskiej

Europejska Polityka Energetyczna (przyjęta przez Komisję WE w 2007r.) ma trzy założenia: przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, ograniczanie podatności Unii na wpływ czynników zewnętrznych wynikającej z zależności od importu węglowodorów oraz 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 2020r. (zapisane w tzw. „pakiecie klimatyczno-energetycznym” przyjętym przez UE w 2009r.), 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 1990r.;
- 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 w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) - tzw. dyrektywa IED;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych - tzw. dyrektywa ETS;
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza i czystszego powietrza dla Europy - tzw. dyrektywa CAFE.

Podstawowym celem dyrektywy IED jest ujednoczenie 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 2016r. nowych, zaostrzonych standardów emisyjnych.

Dyrektywa ETS wprowadzając zasady handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych określiła, że zbiorczy limit emisji dla grupy emitatorów w kolejnych etapach, zwanych okresami handlowymi, rozdzielany będzie w postaci zbywalnych uprawnień. Każde źródło w sektorach przemysłowych europejskich systemu ETS na koniec okresu rozliczeniowego musi posiadać nie mniejszą liczbę uprawnień od ilości wyemitowanego CO₂. Przekroczenie emisji ponad liczbę uprawnień związane jest z opłatami karnymi.

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

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.

1.1.2. Krajowe uwarunkowania formalno-prawne

Ustawa Prawo energetyczne

Najważniejszym rangą aktem prawnym w systemie prawa polskiego w dziedzinie energetyki jest ustawa Prawo energetyczne (zwana dalej ustawą PE) oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia).

Prawo energetyczne w zakresie swojej regulacji dokonuje wdrożenia dyrektyw unijnych dotyczących następujących zagadnień:

- przesyłu energii elektrycznej oraz gazu ziemnego przez sieci przesyłowe;
- wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz gazu ziemnego;
- promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych;
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu;
- wspierania kogeneracji.

Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią.

Jej celem jest stworzenie warunków do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom 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 o zmianie ustawy PE z dnia 12 stycznia 2007r. (Dz. U. z 2007r., 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 2010r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. 2011r., Nr 21, poz. 104) dokonała, między innymi, w zakresie swojej regulacji, wdrożenia dyrektywy 2005/89/WE dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych oraz uzupełnia transpozycję dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii i dyrektywy 2003/55/WE 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. ustawy. Dotyczy to zarówno opracowania pierwszych „Założeń...”, jak i przeprowadzenia ich aktualizacji.

Wprowadzone od 2012r. 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.

Ustawa o efektywności energetycznej

W 2011r. weszła w życie ustawa o efektywności energetycznej 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 trzech 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 2016r. 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;
- 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 zostanie ogłoszony w drodze obwieszczenia przez Ministra Gospodarki i opublikowany w „Monitorze Polskim”.

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

1.1.3. 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;
- oraz ustalenia formalno-prawne ujęte w ustawie PE 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 w 2009r., jako priorytetowe wyznaczono kierunki działań na rzecz: efektywności i bezpieczeństwa energetycznego (opartego na własnych zasobach surowców), zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.

Spośród głównych narzędzi realizacji aktualnie obowiązującej polityki energetycznej szczególne znaczenie bezpośrednio związane z działaniem na rzecz gminy (samorządów gminnych i przedsiębiorstw energetycznych) posiadają:

- planowanie przestrzenne zapewniające realizację priorytetów polityki energetycznej, planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe gmin oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych;
- ustawowe działania jednostek samorządu terytorialnego uwzględniające priorytety polityki energetycznej państwa, w tym poprzez zastosowanie partnerstwa publiczno-prywatnego (PPP);
- wsparcie realizacji istotnych dla kraju projektów w zakresie energetyki (np. projekty inwestycyjne, prace badawczo-rozwojowe) ze środków publicznych, w tym funduszy europejskich.

Dokument ten zakłada, że bezpieczeństwo energetyczne Polski będzie oparte przede wszystkim o własne zasoby, w szczególności węgla kamiennego i brunatnego. Ograniczeniem dla wykorzystania węgla jest jednak polityka ekologiczna, związana z redukcją emisji dwutlenku węgla. Stąd szczególnie położony jest nacisk na rozwój czystych technologii węglowych (tj. m.in. wysoko-sprawną kogenerację). Z kolei w zakresie importowanych surowców energetycznych dokument za-

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

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Rada Ministrów w 2010r. 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 2009/28/WE 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 2009r.;
- scenariusza dodatkowej efektywności energetycznej - uwzględniającego wszystkie środki przyjmowane od 2009r.

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

- 17% - dla ciepłownictwa i chłodnictwa (systemy sieciowe i niesieciowe);
- 19% - dla elektroenergetyki;
- 10% - 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 dotyczący efektywności energetycznej” (w skrócie KPD EE) został przyjęty w 2007r. i stanowił realizację zapisu art. 14 ust. 2 Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

W dokumencie tym przedstawiono:

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

Zgodnie z zapisami ustawy o efektywności energetycznej KPD EE winien być sporządzany co 3 lata i zawierać opis planowanych działań i przedsięwzięć służących poprawie efektywności ener-

getycznej w poszczególnych sektorach gospodarki oraz analizę i ocenę wykonania KPD EE za poprzedni okres.

Projekt II KPD EE spełniający powyższe wymagania, w wersji ze stycznia 2012r., został przyjęty przez Komisję ds. Europejskich.

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

Szczegółowe ustalenia wynikające z zapisów omówionych powyżej dokumentów przedstawiono odpowiednio w dalszych rozdziałach niniejszego opracowania dotyczących bezpośrednio zagadnień możliwości rozwoju odnawialnych źródeł energii na terenie gminy oraz racjonalizacji użytkowania energii i możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej.

1.2. Planowanie energetyczne na szczeblu gminnym - rola założeń w systemie planowania energetycznego

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

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

- planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy;
- planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy;
- planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg, znajdujących się na terenie gminy.

Polskie Prawo energetyczne przewiduje dwa rodzaje dokumentów planistycznych:

- założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

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

Zgodnie z art. 19 Prawa energetycznego projekt założeń do planu zaopatrzenia jest opracowywany przez wójta (burmistrza, prezydenta miasta), a następnie podlega 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.

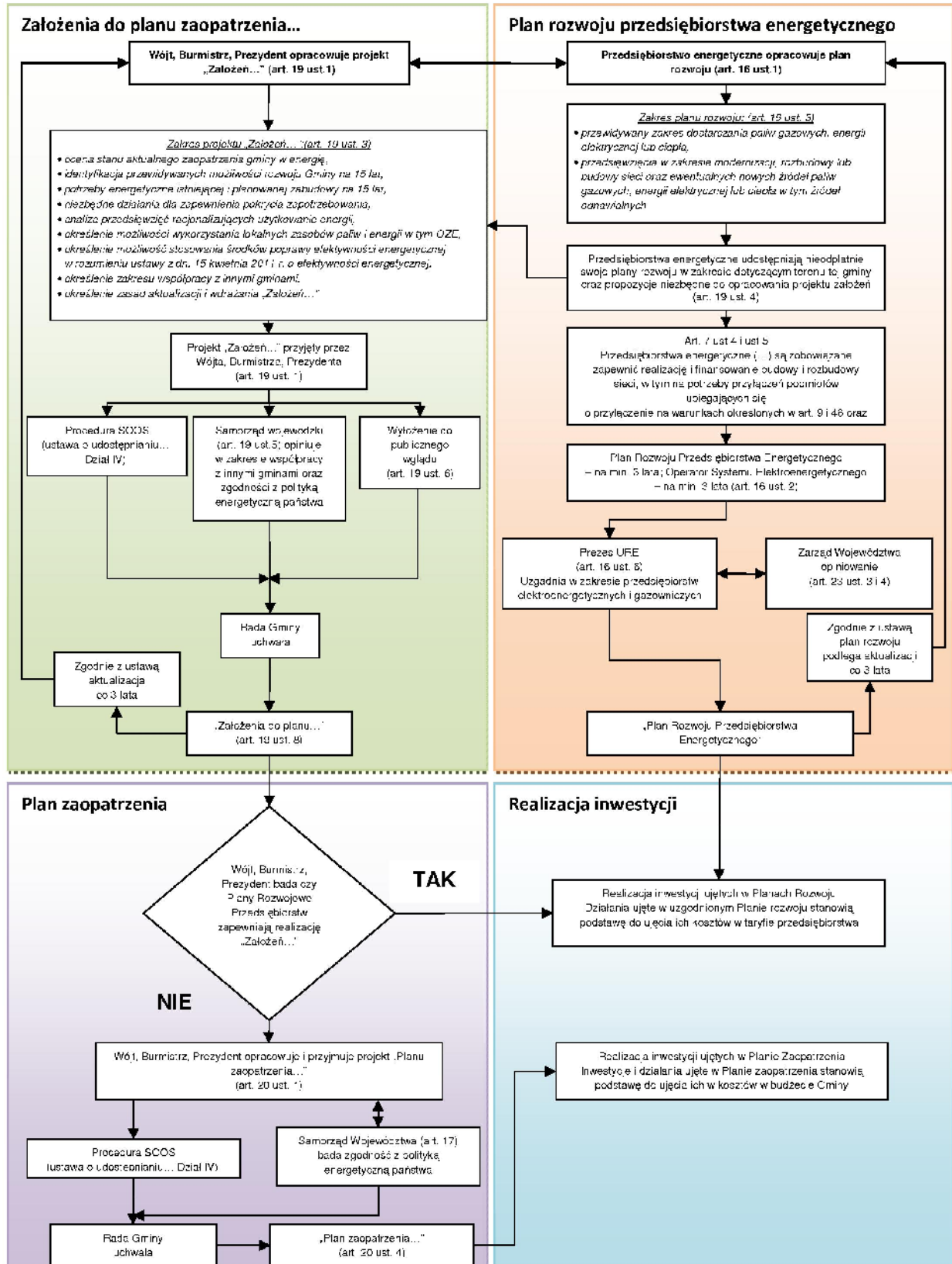
Projekt założeń jest opracowywany we współpracy z lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, które są zobowiązane (zgodnie z art. 16 i 19 Prawa energetycznego) do bezpłatnego udostępnienia swoich planów rozwoju. Dokumenty te obejmują zgodnie z prawem plan działań w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania 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 źródeł odnawialnych.

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

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

Rysunek 1-1. Proces planowania energetycznego na szczeblu lokalnym



2. Charakterystyka gminy

2.1. Położenie geograficzne miasta i struktura terenu

Kędzierzyn-Koźle jest położony w południowo-wschodnim rejonie województwa opolskiego. Od wschodu graniczy z gminami województwa śląskiego. Geograficznie miasto leży w środkowej części mezoregionu Kotliny Raciborskiej wchodzącej w skład Niziny Śląskiej - w dorzeczu Odry, w zlewni rzek Kłodnicy i Bierawy.

Miasto powstało w 1975 roku z połączenia miast Kędzierzyn i Koźle oraz miejscowości Kłodnica i Sławięcice i jest największym obszarowo miastem w województwie opolskim.

Powierzchnia miasta wynosi ok. 124 km².

Kędzierzyn-Koźle stanowi ważny węzeł komunikacyjny (drogowy, kolejowy i wodny), posiada stocznię oraz port rzeczny. Główne linie komunikacyjne prowadzą z Górnego Śląska do Wrocławia. Miasto posiada dobrze rozwiniętą sieć połączeń drogowych. Krzyżują się tu następujące drogi:

- krajowa nr 40 Głuchołazy - Kędzierzyn-Koźle - Pyskowice,
- wojewódzka nr 408 Gliwice - Kędzierzyn-Koźle,
- wojewódzka nr 418 Kędzierzyn-Koźle,
- wojewódzka nr 419 Nowa Cerekwia - granica państwa,
- wojewódzka nr 426 Zawadzkie - Strzelce Opolskie - Kędzierzyn-Koźle.

Przez miasto przebiegają dwie magistrale kolejowe o znaczeniu międzynarodowym (relacji Berlin - Kijów oraz Berlin - Republika Czeska) oraz magistrala węglowa łącząca Górny Śląsk z portami bałtyckimi.

W węźle wodnym możemy wyróżnić rzekę Odrę oraz kanały: Gliwicki, Kędzierzyński i Kłodnicki.

Miasto Kędzierzyn-Koźle leży w powiecie kędzierzyńskim i graniczy z następującymi gminami:

- ◆ z gminą miejsko-wiejską Zdieszowice (pow. krapkowicki),
- ◆ z gminą miejsko-wiejską Leśnica (pow. strzelecki),
- ◆ z gminą miejsko-wiejską Ujazd (pow. strzelecki);
- ◆ z gminą wiejską Rudziniec (pow. gliwicki, województwo śląskie);
- ◆ z gminą wiejską Cisek (pow. kędzierzyńsko-kozielski),
- ◆ z gminą wiejską Bierawa (pow. kędzierzyńsko-kozielski);
- ◆ z gminą wiejską Reńska Wieś (pow. kędzierzyńsko-kozielski).

Strukturę użytkowania gruntów na terenie Kędzierzyna-Koźla przedstawia poniższa tabela.

Tabela 2-1. Struktura gruntów na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle

Rodzaj	Powierzchnia [ha]	Udział [%]
Lasy i użytki leśne	5 712	46,3
Grunty zabudowane i zurbanizowane	2 865	23,2
Użytki rolne	2 832	23,0
Wody	475	3,8
Nieuzżytki	88	0,7
Pozostałe	370	3,0

2.2. Warunki klimatyczne

Subregion kędzierzyńsko-kozielski położony jest w obrębie jednej z ośmiu wyznaczonych krain tworzących razem śląsko-wielkopolski region klimatyczny. Obszar ma klimat łagodny, zaliczany do najcieplejszych w Polsce.

W ciągu roku przeważają wiatry wiejące z kierunku zachodniego (19,4%), południowo-zachodniego (18%) oraz południowego (15,4%), a struktura róży wiatrów wskazuje, że w okresie pomiędzy październikiem a lutym należy spodziewać się zwiększonego napływu zanieczyszczonego powietrza z rejonu Ostrawy. Charakterystyczny jest duży procent cisz i bardzo słabych wiatrów - 66,5%. Opady atmosferyczne kształtują się na poziomie nieco poniżej średniej krajowej.

Dane klimatyczne dotyczące średnich wieloletnich temperatur powietrza podane wg polskiej normy PN-B-02025 przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 2-2. Średnie wieloletnie temperatury miesiąca i liczba dni ogrzewania

Miesiąc	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Temperatura [°C]	-2,3	-1,2	2,6	7,8	12,8	16,5	17,7	17,1	13,4	8,6	3,9	-0,1
Ilość dni ogrzewania	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31

Średnie temperatury roczne dla Kędzierzyna-Koźła utrzymują się na poziomie +8,3°C: od -2°C w styczniu do +18,2°C w lipcu.

Zgodnie z Polską Normą PN-B-02403:1982 teren Polski podzielony jest na pięć stref klimatycznych. Dla każdej z nich określono obliczeniową temperaturę powietrza na zewnątrz budynku, która jest równa także temperaturze obliczeniowej powierzchni gruntu. Miasto Kędzierzyn-Koźle leży w III strefie klimatycznej, dla której temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynku wynosi -20°C. Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu.

2.3. Uwarunkowania demograficzne i mieszkaniowe

2.3.1. Struktura demograficzna

Obecnie teren Kędzierzyna-Koźła zamieszkuje około 64 tys. osób (stan wg Banku Danych Lokalnych GUS na 31.12.2011r.), co przy powierzchni miasta 123,7 km² daje gęstość zaludnienia około 517 osób/km². Poniżej przedstawiono zmiany demograficzne w mieście na przestrzeni lat 2006-2011 z przypomnieniem stanu jaki był w 2001r.

Tabela 2-3. Ludność w mieście

Wyszczególnienie	Jednostka	2001	2006	2008	2009	2010	2011
Ludność	osób	67 248	65 414	64 960	64 596	64 322	63 974
	mężczyźni	32 609	31 526	31 252	31 035	30 880	30 862
	kobiety	34 639	33 888	33 708	33 561	33 442	33 112
Przyrost naturalny	osób	-	5	25	-93	-42	-71
Gęstość zaludnienia	[M/km ²]	543,6	528,8	525,1	522,2	520,0	517,2

Źródło: GUS - Bank Danych Lokalnych (<http://www.stat.gov.pl>)

Z analizy danych demograficznych wynika ciągle niewielki spadek (średnio ok. 0,5% rocznie) liczby ludności zamieszkującej miasto Kędzierzyn-Koźle. Na ten stan rzeczy wpływa wiele przyczyn, z których najważniejsze to:

- migracje ludności,
- ujemny przyrost naturalny.

Ujemny przyrost naturalny jest konsekwencją złożonych zjawisk społecznych oraz gospodarczych, które zachodzą nie tylko w Kędzierzynie-Koźlu, ale także w całej Polsce. Do najważniejszych z nich można zaliczyć:

- trudną sytuację materialną wielu rodzin,
- spadek liczby małżeństw oraz wzrost liczby rozwodów,
- przykładanie przez wiele młodych małżeństw większej wagi do zdobycia odpowiedniego statusu materialnego i zawodowego niż do wychowywania potomstwa,
- brak właściwej polityki prorodzinnej kraju,
- stosunkowo wysoką śmiertelność mężczyzn w wieku produkcyjnym.

2.3.2. Budownictwo mieszkaniowe

Charakterystyka wskaźnikowa zasobów mieszkaniowych miasta Kędzierzyn-Koźle (wg Banku Danych Lokalnych GUS) przedstawiona jest w tabeli 2-5.

Tabela 2-4. Charakterystyka wskaźnikowa zasobów mieszkaniowych miasta Kędzierzyn-Koźle

Wyszczególnienie	2001	2006	2007	2008	2009	2010
Liczba mieszkań	23 323	24 465	24 499	24 553	24 581	24 658
Powierzchnia użytkowa [m ²]	1 378 103	1 506 362	1 512 293	1 520 001	1 524 758	1 533 197
Liczba izb	82 182	86 312	86 499	86 777	86 919	87 233
Wskaźniki						
Pow. użytkowa na mieszkanie [m ²]	59,09	61,57	61,73	61,91	62,03	62,18
Pow. użytkowa na osobę [m ²]	20,49	23,03	23,21	23,4	23,6	23,84

Źródło: GUS - Bank Danych Lokalnych (<http://www.stat.gov.pl>)

Tabela 2-5. Charakterystyka mieszkań oddanych do użytku w latach 2006-2011

Wyszczególnienie	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Mieszkania oddane do użytku	42	35	57	35	125	60
w tym:						
budownictwo indywidualne	42	35	57	35	78	60
Powierzchnia oddana do użytku [m ²]	7 180	5 996	7 842	5 230	9 843	7 779
Średnia powierzchnia użytkowa na mieszkanie [m ²]	171,0	171,3	137,6	149,4	78,7	129,7

Źródło: GUS - Bank Danych Lokalnych (<http://www.stat.gov.pl>)

Jak wynika z powyższej tabeli w ostatnich latach oddano do użytku średnio ok. 60 nowych mieszkań rocznie, o średniej powierzchni użytkowej ok. 140 m². Rozwój budownictwa mieszkaniowego następuje przede wszystkim w zabudowie jednorodzinnej.

Na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle działają m.in. następujące podmioty administrujące zasobami mieszkaniowymi:

- Robotnicza Spółdzielnia Mieszkaniowa „CHEMIK”,
- Miejski Zarząd Budynków Komunalnych,
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Parkowa”,
- Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A.,
- Wojskowa Agencja Mieszkaniowa -Oddział Regionalny,
- PKP S.A. Centrala -Zakład Gospodarowania Nieruchomościami,
- szereg przedsiębiorstw zarządzających majątkiem kilkuset wspólnot mieszkaniowych.

Poza tym istnieje znaczna liczba budynków należących do osób fizycznych.

2.4. Sytuacja gospodarcza miasta

Według danych z Banku Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego (stan na koniec 2011r.) liczba podmiotów gospodarczych na terenie Kędzierzyna-Koźła wpisanych do rejestru REGON wynosiła 6 878 (o 166 mniej niż w roku poprzednim). Z sektora publicznego zarejestrowanych jest 348 podmiotów i 6 530 z sektora prywatnego (w tym 4 709 osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą).

W przemyśle i budownictwie działało 1 399 jednostek (o 14 mniej niż w roku poprzednim), a w zakresie usług - 5 422 jednostki (o 157 mniej niż w roku poprzednim). W roku 2011 zarejestrowano 473 nowe podmioty gospodarcze (w tym 464 w sektorze prywatnym - z czego 406 osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą) a wyrejestrowano 635 dotychczas działających (w tym 2 w sektorze publicznym).

W 2010 r. zarejestrowano 3 250 bezrobotnych (w tym 1 466 mężczyzn). Udział zarejestrowanych bezrobotnych w liczbie ludności w wieku produkcyjnym wynosił w przedmiotowym roku 7,8% (7,0% w całym powiecie, 7,2% w województwie opolskim i 7,9% dla całej Polski) i po okresie spadku w latach 2004÷2008 ponownie wzrasta.

Z uwagi na usytuowanie na terenie miasta znacznej ilości podmiotów gospodarczych, w tym dużych i średnich zakładów produkcyjnych, Kędzierzyn-Koźle pełni rolę ośrodka przemysłowego. Najbardziej rozwinięty jest przemysł chemiczny, reprezentowany przez Zakłady Azotowe „Kędzierzyn” S.A., wraz z naukowym zapleczem tego przemysłu - Instytutem Ciężkiej Syntezy Organicznej. Funkcjonuje także m.in. przemysł maszynowy, skórzany, metalowy i spożywczy.

Na terenie miasta działa Kędzierzyńsko-Kozielski Park Przemysłowy, który stwarza warunki do podejmowania inicjatyw gospodarczych sprzyjających rozwojowi gospodarczemu miasta. Udziałowcami Parku są duże zakłady przemysłowe z terenu miasta (m.in.: ZAK S.A. i Holding „Blachownia”). Bliskość zakładów przemysłowych i rozbudowana sieć szkół zawodowych oraz średnich o różnych specjalnościach czyni z miasta również regionalne centrum edukacyjne. Na terenie Kędzierzyna-Koźła działa filia wrocławskiej Akademii Ekonomicznej, a w K-KPP zajęcia prowadzone są przez wykładowców z Politechniki Opolskiej.

Na rynku lokalnym, regionalnym i ogólnopolskim działają m.in. następujące firmy z kapitałem zagranicznym zlokalizowane na terenie miasta: Air Products Gazy Sp. z o.o., Brenntag Polska Sp. z o.o., CeWe Color Sp. z o.o., CTL Chemkol Sp. z o.o., DAMEN SHIPYARDS KOŻLE, „FAMET” S.A., „Fotojoker” Sp. z o.o., Global Colors Polska S.A., HSV Polska Sp. z o.o., „KOFAMA” Sp. z o.o., KOMET-URPOL Sp. z o.o., PCC SYNTEZA S.A., VFT Poland Sp. z o.o.

2.5. Podział na jednostki bilansowe

Dla prawidłowej i efektywnej oceny stanu zaopatrzenia miasta w energię i nośniki energii oraz dla potrzeb planowania energetycznego dokonano podziału obszaru miasta na 15 energetycznych jednostek bilansowych. Podział jest zgodny z jednostkami planistycznymi miasta (Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Kędzierzyn-Koźle - uchwała Rady Miasta nr LIII/610/10 z dnia 31 marca 2010 r.). Ponadto stwierdza się, że niniejszy podział na jednostki nie odbiega od podziału przyjętego w Założeniach z 2001r.

Zestawienie jednostek bilansowych - ich oznaczeń, nazw i podstawowych funkcji przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 2-6. Jednostki bilansowe

Jednostka bilansowa		Podstawowe funkcje obszaru
Oznaczenie	Nazwa	
A	Rogi	mieszkalnictwo w zabudowie jednorodzinnej oraz produkcja rolna
B	Koźle	usługi, w tym usługi publiczne o zasięgu lokalnym i ponadlokalnym oraz mieszkalnictwo w zabudowie wielorodzinnej
C	Kłodnica Las	las o funkcji bioklimatycznej
D	Kłodnica	usługi, w tym usługi publiczne o zasięgu lokalnym i ponadlokalnym oraz mieszkalnictwo w zabudowie jedno- i wielorodzinnej
E	Kędzierzyn Pogorzelec	mieszkalnictwo w zabudowie wielorodzinnej oraz usługi, w tym usługi publiczne o zasięgu lokalnym
F	Kędzierzyn Śródmieście	usługi, w tym usługi publiczne o zasięgu lokalnym i ponadlokalnym oraz mieszkalnictwo w zabudowie wielorodzinnej
G	Cisowa	mieszkalnictwo w zabudowie jednorodzinnej oraz usługi
H	Kuźniczka	mieszkalnictwo w zabudowie jednorodzinnej
I	Lenartowice	mieszkalnictwo w zabudowie jednorodzinnej
J	Błachownia Osiedle	usługi, przemysł oraz mieszkalnictwo w zabudowie wielo- i jednorodzinnej
K	Błachownia Przemysłowa	przemysł
L	Azoty Osiedle	mieszkalnictwo w zabudowie wielorodzinnej oraz usługi
Ł	Azoty Przemysłowe	przemysł
M	Miejsce Kłodnickie	mieszkalnictwo w zabudowie jednorodzinnej
N	Sławięcice	mieszkalnictwo w zabudowie jednorodzinnej oraz usługi

2.6. Istniejące utrudnienia w rozwoju systemów sieciowych lub transporcie paliwa

2.6.1. Rodzaje utrudnień

Utrudnienia w rozwoju systemów energetycznych 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 ciekły wodne;
- ◆ obszary zagrożone zniszczeniami powodziowymi;
- ◆ tereny bagienne;
- ◆ obszary nie ustabilizowane geologicznie (np. tereny zagrożone uszkodzeniami górnictwem, 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, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, pomniki przyrody, zabytkowe parki, obszary NATURA 2000;
- ◆ 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 ani linie napowietrzne ani podziemne. Szczególnie przez drzewostany o składzie gatunkowym zgodnym z siedliskiem, a także przez rezerваты 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 na obszarze miasta Kędzierzyn-Koźle zostały omówione poniżej.

2.6.2. Utrudnienia występujące w mieście

Akweny i ciek wodne

Miasto Kędzierzyn-Koźle położone jest w dorzeczu Odry w zlewni rzek Kłodnicy i Bierawy. Przez teren miasta przebiega system kanałów (Gliwicki, Kędzierzyński i Kłodnicki). Na Kanale Gliwickim w Kędzierzynie-Koźlu znajduje się największy port śródlądowy w Polsce.

Sieć hydrograficzną miasta uzupełniają potoki: Golka, Lenartowicki, Sukowicki, Większycka Woda, Miejsce i Sławięcicki.

Uwarunkowania hydrograficzne miasta stanowią utrudnienie dla rozwoju systemów energetycznych (głównie ciepłowniczego i gazowniczego).

Trasy komunikacyjne

Na terenie Kędzierzyna-Koźla istnieje silnie rozbudowany węzeł kolejowy, węzeł żeglugi rzecznej oraz rozbudowana sieć układu drogowego, które posiadają znaczenie rangi krajowej. Przez miasto przebiegają dwie magistrale kolejowe o znaczeniu międzynarodowym (relacji Berlin-Kijów oraz Berlin-Republika Czeska) oraz magistrala węglowa łącząca Górny Śląsk z portami bałtyckimi. Istniejące szlaki wodne wymieniono powyżej. Na sieć komunikacji samochodowej miasta składają się: droga krajowa (nr 40 relacji Granica Państwa - Pyskowice) i drogi wojewódzkie (nr 408 relacji Kędzierzyn-Koźle - Gliwice, nr 410 relacji Kędzierzyn-Koźle - Kobylce, Bładaczów - rzeka Odra - Brzeźce, nr 418 relacji: droga krajowa nr 45 - Kędzierzyn-Koźle - droga krajowa nr 40, nr 423 relacji Opole - Krapkowice - Zdzeszowice - Kędzierzyn-Koźle, nr 426 relacji Zawadzkie - Strzelce Opolskie - Zalesie Śląskie - Kędzierzyn-Koźle) oraz powiatowe gminne i wewnętrzne. W przypadku tras samochodowych o stopniu utrudnienia decyduje natężenie ruchu, znaczenie transportowe drogi i jej szerokość.

Sieć dróg samochodowych, linie kolejowe oraz drogi żeglugi rzecznej mogą stanowić utrudnienie w rozwoju systemów energetycznych.

Rzeźba terenu

Miasto położone jest na wysokości od 165 do 222,5 m. npm.

Najniżej usytuowane tereny znajdują się w północno-zachodniej części miasta (nad Odrą), w miejscu gdzie rzeka uchodzi z terenów miasta. Najwyżej zaś - w najbardziej wysuniętej na zachód części miasta oraz w północno-wschodniej jego części (na granicy z gminą Ujazd).

Rzeźba terenu nie powinna stanowić wyraźnego utrudnienia dla rozbudowy i eksploatacji systemów energetycznych na terenie miasta.

Obszary niepewne geologicznie

W związku ze zróżnicowanym poziomem i występującymi zmianami poziomu wód gruntowych, szczególnie w rejonie rzeki Odry i Kłodnicy, dla wszelkich nowych inwestycji wymagane będzie wykonanie badań geologiczno-inżynierskich.

Obszary objęte ochroną konserwatorską i archeologiczną

W rejestrze zabytków województwa opolskiego figurują 73 obiekty znajdujące się na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle (w tym 13 zespołów i obiektów techniki).

Również Park w Sławięcicach i Planty Miejskie w Koźlu wpisane są do rejestru zabytków i objęte ochroną prawną.

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

Obszary przyrody chronionej. Obszary leśne

Na terenie miasta występują pomniki przyrody (2 pomniki przyrody nieożywionej oraz 16 ożywionej) oraz 4 użytki ekologiczne ustanowione przez Wojewodę Opolskiego („Ostojnik”, „Oczko za Składnicą”, „Żabi Dołek” i „Kaczy Dołek”).

Tereny lasów obejmują około 45% powierzchni miasta. Całość lasów zaliczana jest do lasów ochronnych. W dolinie Odry zachowały się niewielkie skupiska lasów łęgowych.

Obszary te, zlokalizowane najczęściej poza terenem zabudowy, nie powinny stanowić większej bariery w rozwoju systemów energetycznych miasta.

Obszary NATURA 2000

Na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle nie występują obszary NATURA 2000.

2.6.3. Inne utrudnienia mogące występować podczas rozbudowy systemów sieciowych

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

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

3. Charakterystyka zaopatrzenia w ciepło

3.1. Źródła ciepła na terenie miasta

W mieście Kędzierzyn -Koźle potrzeby cieplne pokrywane są z:

- systemów sieci ciepłowniczych, dla których źródłami są:
 - ◆ EC Zakładów Azotowych dla sieci rejonu dzielnic: os. Azoty, Pogorzelec i Śródmieście;
 - ◆ Kotłownia K-41 przy ul Piastowskiej dla sieci rejonu Starego Miasta;
 - ◆ Kotłownia K-11 przy ul. Tuwima dla sieci na osiedlu Blachownia;
 - ◆ El. Blachownia dla sieci rejonu Blachownia Przemysłowa;
- ok. 50 zinwentaryzowanych kotłowni lokalnych o mocy 0,1÷5 MW;
- szeregu kotłowni lokalnych o mocy poniżej 0,1 MW;
- ogrzewań indywidualnych, tj.: małych kotłowni w domach jednorodzinnych oraz pieców etażowych i ceramicznych (kaflowych).

Kotłownia przemysłowa KFM Kofama będącej własnością ECO Opole jest obecnie wystawiona na sprzedaż, a od maja 2012r. zaprzestano z niej dostawy ciepła do odbiorców.

Zestawienie źródeł ciepła przedstawiono odpowiednio:

- w tabeli 3-1 - dla źródeł ciepła o mocy powyżej 5 MW;
- w tabeli 3-2 - dla kotłowni o mocy w przedziale 0,1÷5 MW.

W skład kotłowni lokalnych wliczane są kotłownie wytwarzające ciepło dla potrzeb własnych obiektów przemysłowych, obiektów użyteczności publicznej oraz wielorodzinnych budynków mieszkalnych. Paliwem wykorzystywanym w wymienionych kotłowniach jest gaz ziemny, paliwo stałe (węgiel, koks, miał węglowy) lub olej opałowy.

Tabela 3-1. Źródła ciepła o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW

Lp.	Nazwa	Moc całkowita źródła [MWt]	Paliwa			Zapotrzebowanie mocy cieplnej [MW]	Roczna produkcja energii [TJ]
			rodzaj	zużycie			
				[Mg/a]	[tys. m ³ /a]		
1	EC ZAK	395,0	węgiel	ok. 240 000	b.d.	424,0	ok. 4 605
2	El. „Blachownia”	900,0	węgiel olej opałowy gaz koksow.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
3	MZEC K-41	21,0	gaz ziemny olej opałowy	b.d.	b.d.	13,6	89,0
4	ECO „Kofama”	5,8	miał węglowy	b.d.	-	2,4	11,3
5	MZEC K-11	5,2	gaz ziemny	-	ok. 850	3,3	b.d.

Uwaga - kotłownia ECO „Kofama” została wystawiona na sprzedaż, a od maja 2012r. właściciel kotłowni wypowiedział umowy na dostawę ciepła do odbiorców.



Tabela 3-2. Kotłownie o mocy od 0,1 MW do 5 MW

Lp.	Nazwa	Ulica	Numer	Moc zainstalowana [MW]	Paliwo
1	Szpital nr 1	Roosevelta	4	2,85	gaz ziemny
2	Straż Pożarna	Kraszewskiego	12	1,10	olej opałowy
3	Zespół Szkół Nr 3	Sławięcicka	79	0,86	gaz ziemny
4	Spółdzielnia Inwalidów „INMET”	Portowa	33	0,76	węgiel
5	MOSiR - Kryta pływalnia	Jana Pawła II	31	0,70	gaz ziemny
6	Miejski Zakład Komunikacji	Kozielska	2	0,63	olej opałowy
7	Przedsięb.”Conex” PKS	24 Kwietnia	2	0,53	gaz ziemny
8	SM „Parkowa”	Sadowa	12	0,50	olej opałowy
9	MZEC K-23	Judyma	4	0,45	gaz / olej
10	Bursa Szkolna	Piastowska	19	0,43	gaz ziemny
11	A. Berger Polska	Przyjaźni	47a	0,40	gaz ziemny
12	MZEC K-15	Wieniawskiego	1	0,39	gaz ziemny
13	MZEC K-12	Szkolna	15	0,36	gaz ziemny
14	Zespół Szkół Miejskich Nr 4	Sławięcicka	96	0,32	gaz ziemny
15	Zespół Szkół Miejskich Nr 2	Szymanowskiego	19	0,32	gaz ziemny
16	Dom Pomocy Społecznej	Dąbrowszczaków	1	0,30	gaz ziemny
17	MZEC K-13	Szkolna	3	0,30	gaz ziemny
18	Szkoła nr 18	Cisowa		0,28	olej opałowy
19	Szkoła Podstawowa nr 18	Brzechwy	80	0,28	olej opałowy
20	MWiK	Dunikowskiego	14	0,25	gaz ziemny
21	MWiK	Odrzańska		0,23	biogaz
22	Wspólnota Mieszkaniowa	Parkowa	28	0,23	gaz ziemny
23	CKPiU	Wyspa	22	0,23	gaz ziemny
24	Wspólnota Mieszkaniowa	Zielona	11	0,23	gaz ziemny
25	Wspólnota Mieszkan.	Głubczycka	10	0,20	gaz ziemny
26	MZEC K-09	Bałtycka	1	0,19	gaz ziemny
27	Przedszkole Nr 17	Szymanowskiego	29	0,19	gaz ziemny
28	Stadion Kuźniczka	Grunwaldzka	71	0,16	gaz ziemny
29	S.M. „Parkowa”	Sławięcicka	95	0,16	miał węgl.
30	Szkoła Podstawowa nr 1	Kościelna	19	0,15	gaz ziemny
31	Pow. St. Sanit.-Epidem.	Anny	14	0,15	gaz ziemny
32	Szkoła nr 14	Kozielska	16	0,14	gaz ziemny
33	Bank Zachodni	Żeromskiego	5	0,14	gaz ziemny
34	Przychodnia nr 4	Kozielska	11	0,13	koks
35	Miejski Ośrodek Kultury	Skarbowa	10	0,13	olej opałowy
36	Wspólnota Mieszkaniowa	Chrobrego	19-21	0,12	gaz ziemny
37	Dom Dziecka	Skarbowa	8	0,12	gaz ziemny
38	Dom Dziennego Pobytu Nr 1	Powstańców	26	0,12	gaz ziemny
39	Zespół Szkół Ż.Ś. - Szkoła	Bohaterów Westerplatte	1	0,11	gaz ziemny
40	Bank Gosp. Żywność.	Piramowicza	16	0,11	gaz ziemny
41	MZEC K-10	Stara	10	0,11	gaz ziemny
42	Przedszkole Nr 21	Filtrowa	13	0,11	gaz ziemny
43	MZBK	Grunwaldzka	6	0,11	gaz ziemny
44	Przychodnia Specjalistyczna	Harcerska	11	0,10	gaz ziemny
45	MOSiR - Hala sportowa	Jana Pawła II	29	0,10	gaz ziemny

Wśród zweryfikowanych źródeł ciepła (nie uwzględniając źródeł zasilających systemy sieci ciepłowniczych) wyszczególniono 35 źródeł ciepła, dla których paliwem jest gaz ziemny, 3 kotłownie na paliwo stałe (miał węglowy, węgiel, koks), 6 kotłowni, w których wykorzystywany jest olej opałowy

wy (dodatkowo w jednym źródle wykorzystuje się go jako paliwo rezerwowe) oraz 1 źródło wykorzystujące biogaz.

3.2. Podsystem wytwarzania ciepła

3.2.1. Elektrociepłownia ZAK S.A.

ZAK S.A. w Kędzierzynie-Koźlu (w ramach Jednostki Biznesowo-Usługowej Energetyka, stanowiącej jedną z sześciu jednostek biznesowych w strukturze organizacyjnej ZAK S.A.) jest przedsiębiorstwem prowadzącym m.in. działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania i przesyłu ciepła - na mocy udzielonej przez Prezesa URE koncesji.

Parametry techniczne urządzeń źródła zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Osiągalna moc cieplna elektrociepłowni wynosi 395 MW. Eksploatowane obecnie w EC ZAK kotły to pięć jednostek Pauker wybudowanych w latach 1956-1961. Są to kotły parowe opalane miałem węglowym.

Tabela 3-3. Charakterystyka kotłów energetycznych ZAK S.A.

Oznaczenie kotła	Rok uruchomienia	Typ	Temp. pary [°C]	Ciśn. pary [MPa]	Wydajność [t/h]		Producent
					znamionowa	osiągalna	
K-4	1956	OP	500	7,2	100	90	Pauker
K-5	1956	OP	500	7,2	100	90	Pauker
K-6	1957	OP	500	7,2	100	90	Pauker
K-7	1960	OP	500	7,2	100	90	Pauker
K-8	1961	OP	500	7,2	100	90	Pauker

Na kotłach wymagane są remonty bieżące i kapitalne. Kotły K-4 do K-8 wyposażone są w wymienione na nowe elektrofiltry dwupolowe. Obecny poziom odpylania wynosi 99,8%.

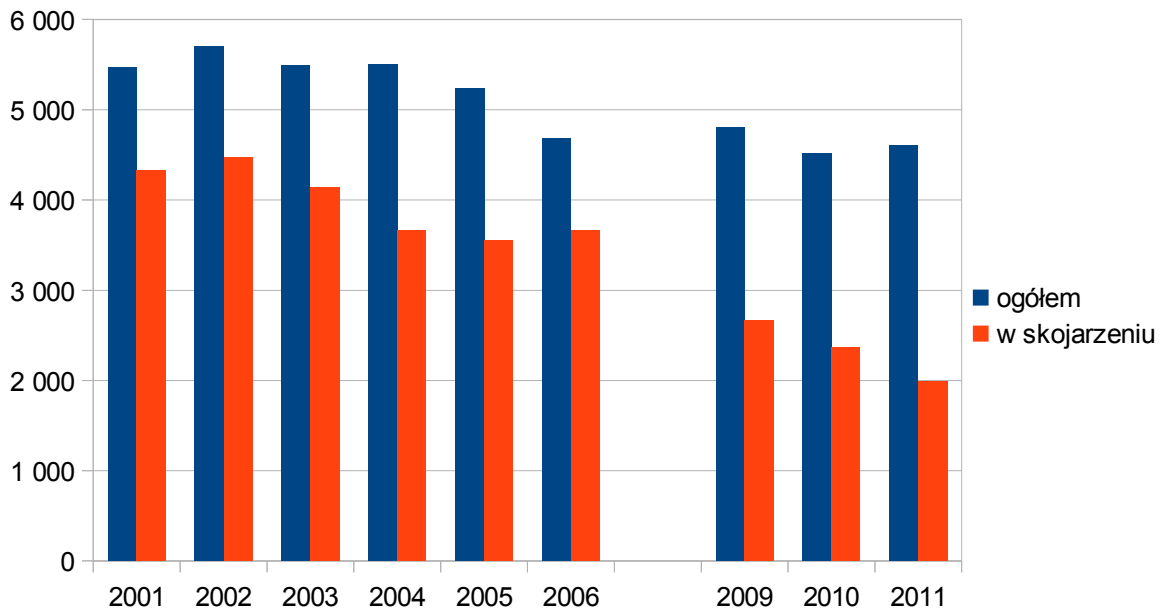
W najbliższych latach planowane jest zastąpienie obecnej elektrociepłowni nową opartą na paliwie gazowym lub węglowym.

Produkcję ciepła w EC za ostatnie lata przedstawiono na poniższym wykresie. Zauważalny jest spadek udziału produkcji ciepła w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Od 2007r. nie było produkcji energii elektrycznej w kondensacji, tzn. że energia elektryczna była produkowana wyłącznie przy równoczesnej produkcji ciepła.

Tabela 3-4. Produkcja energii cieplnej [TJ] w EC ZAK

Produkcja EC ZAK	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2009	2010	2011
ogółem	5 465	5 699	5 496	5 498	5 241	4 681	4 805	4 520	4 605
w tym w skojarzeniu	4 327	4 470	4 144	3 667	3 557	3 662	2 667	2 364	1 989
udział ciepła z kogeneracji	79%	78%	75%	67%	68%	78%	56%	52%	43%

Wykres 3-1. Produkcja ciepła [TJ/a] w EC ZAK w latach 2001-2011



Moce cieplne zamówione przez odbiorców ciepła w EC ZAK są obecnie na poziomie:

Tabela 3-5. Zapotrzebowanie mocy cieplnej z EC ZAK

		Obecnie	Raport 2007r.	Założenia 2000r.
MZEC Kędzierzyn-Koźle	gorąca woda	48,8 MW	61,1 MW	65,0 MW
Odbiorcy z terenu ZAK	gorąca woda	18,2 MW	40,5 MW	74,9 MW
Odbiorcy z terenu ZAK	para	357 MW	269 MW	271 MW
RAZEM		424 MW	370,6 MW	410,9 MW

Porównując powyższe dane z przedstawionymi w raporcie z 2007r. otrzymamy, że MZEC zmniejszył moc zamówioną o 20%, a odbiorcy z terenu ZAK (gorąca woda) aż o 55%. Natomiast wzrosło zapotrzebowanie mocy przez odbiorców pary o 33%.

Na potrzeby kotłów w EC ZAK kupowany jest miał węglowy II A.

Elektrociepłownia nie posiada instalacji odsiarczania ani innych urządzeń zmniejszających wielkość emisji szkodliwych zanieczyszczeń gazowych - na zakładzie zabudowane są jedynie elektrofiltry. Stan całości urządzeń jest dobry - urządzenia wymagają ciągłych i systematycznych remontów. Źródło posiada pozwolenie zintegrowane nr ŚR.III-MJ-6610-1-29/05 z późniejszymi zmianami. Emisja zanieczyszczeń z EC ZAK w 2011r. wyniosła:

- pył 169 Mg,
- SO₂ 2.304 Mg,
- NO_x 1.050 Mg,
- CO 74 Mg
- CO₂ 443.415 Mg.

W chwili obecnej w okresie sezonu grzewczego EC ZAK pełni funkcję podstawowego źródła ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Kędzierzyn (osiedli: Pogorzelec, Śródmieście, Piastów, Powstańców i Azoty).

Źródło EC ZAK SA gwarantuje bezpieczeństwo zasilania dla odbiorców ciepła z niego zasilanych (na dzisiejszym poziomie) w chwili obecnej i w najbliższej perspektywie. W perspektywie dalszej wymaga odbudowy potencjału wytwórczego. Plan i harmonogram odbudowy tego źródła przedstawiony przez właściciela został omówiony w rozdziale o scenariuszach rozwoju systemów energetycznych.

3.2.2. Elektrownia Blachownia

Elektrownia Blachownia jest oddziałem TAURON Wytwarzanie S.A. Działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w energię ciepłą w zakresie jej wytwarzania prowadzi zgodnie z Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr WCC/958/1883/W/1/2/2001/MS z dnia 15 stycznia 2001r. wraz z późniejszymi zmianami.

Elektrownia dysponuje obecnie 6 kotłami. Wszystkie jednostki to kotły parowe, parametry poszczególnych jednostek przedstawia tabela poniżej.

Tabela 3-6. Charakterystyka kotłów energetycznych EI. Blachownia

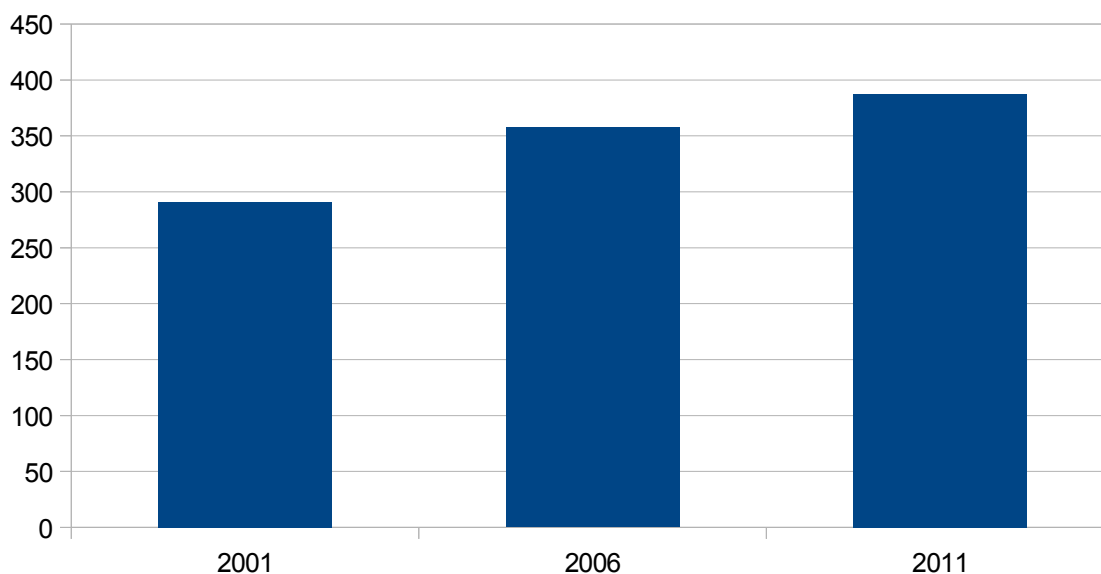
Oznaczenie kotła	Rok uruchomienia	Pierwotna nazwa	Wydajność osiągalna [t/h]	Ciśnienie [MPa]	Temperat. [°C]	Paliwo	Producent
K2	1957	OP 120	120	8,5	500	gaz koksown.	Pauker
K3	1958	OP 120	120	8,5	500	gaz koksown.	Pauker
K5	1958	OP 120	120	8,5	500	gaz koksown.	Pauker
K6	1958	OP120	120	8,5	500	gaz koksown.	Pauker
K7	1960	OP 120	120	8,5	500	gaz koksown. +węgiel	Pauker
K12	1968	OP 215	190	10	515	gaz koksown. +węgiel	Rafako

W okresie od roku 2000 został zlikwidowany kocioł na pył węglowy K8. Kotły K2, K3 i K5 opalane poprzednio gazem koksowniczym i pyłem węglowym zmodernizowane zostały na opalanie samym gazem koksowniczym, a kocioł K12 opalany dotychczas pyłem węglowym po modernizacji przystosowany został do współspalania gazu koksowniczego i pyłu węglowego.

Od 2010r. Elektrownia Blachownia spala tylko gaz koksowniczy, którego średnia wartość opałowa wynosi 18,5 MJ/Nm³. Zużycie tego gazu na przestrzeni ostatnich lat przedstawiono na poniższym wykresie.

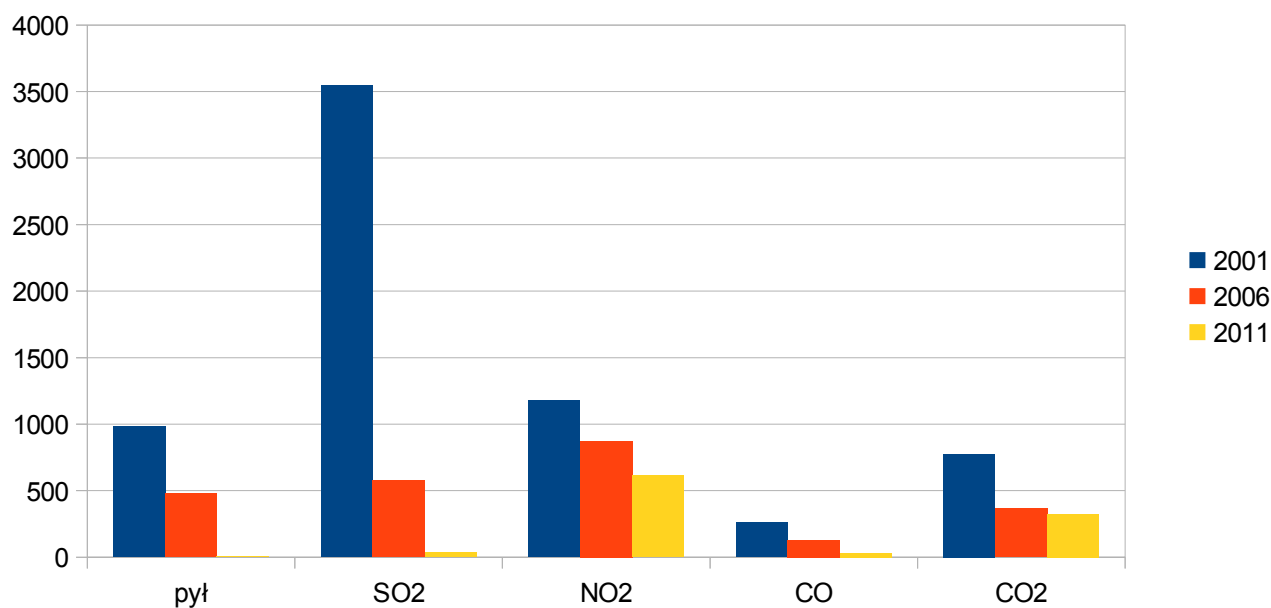
W związku z faktem zaprzestania spalania w źródle paliwa węglowego nie występuje już konieczności stosowania elektrofiltrów, wobec tego zostały one zlikwidowane.

Wykres 3-2. Zużycie gazu koksowniczego w EI. Blachownia [mln. Nm³]



Źródło to posiada pozwolenie zintegrowane wydane przez Marszałka Województwa Opolskiego decyzją nr DOŚ.7222.37.2011.HM z dnia 6 marca 2012r. Poprzednie pozwolenie było wydane w 2006r. Zmiany wielkości emisji na przestrzeni ostatnich lat przedstawiono na poniższym wykresie.

Wykres 3-3. Wielkość emisji zanieczyszczeń [Mg]



UWAGA - wielkości emisji CO₂ podano w tys. Mg

W źródle tym jako nośniki energii wytwarzane są:

→ woda gorąca o parametrach - 90/70°C i 0,5 MPa;

→ para wodna o parametrach - 220°C i 0,7 MPa oraz 270°C i 2,4 MPa

Wytwarzana we wcześniejszych latach para wodna o ciśnieniu 4 MPa nie jest już produkowana.

W poniższej tabeli przedstawiono wielkość produkcji ciepła w tym źródle.

Tabela 3-7. Produkcja energii cieplnej [TJ] w EI. Blachownia

<i>Wyszczególnienie</i>	<i>2001</i>	<i>2006</i>	<i>2011</i>
ogółem	1 340	1 241	750
w tym w skojarzeniu	1 200	1 120	649
udział ciepła z kogeneracji	90%	90%	86%

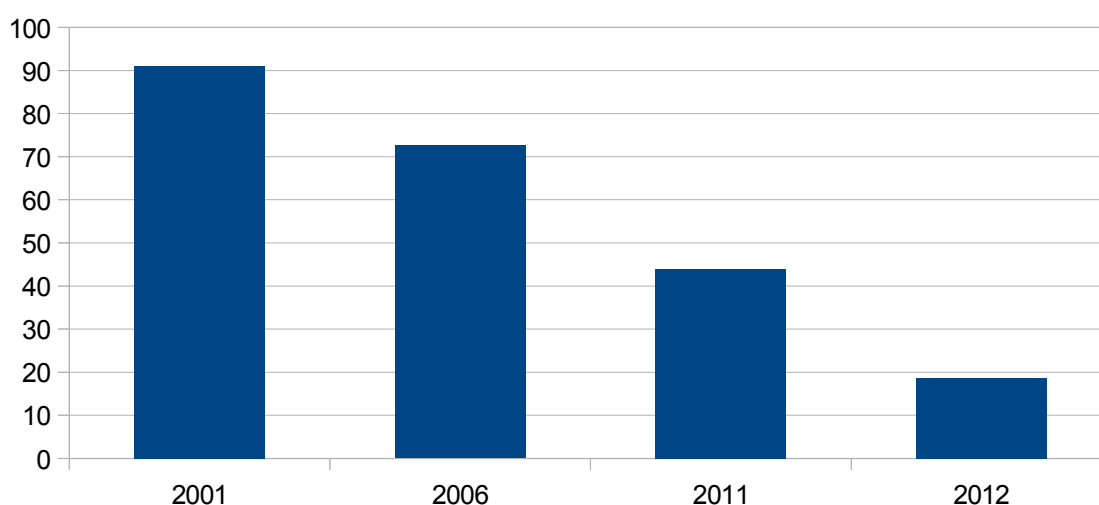
Natomiast w poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę wielkości zużycia energii cieplnej.

Tabela 3-8. Zużycie energii cieplnej [TJ] w EI. Blachownia

<i>Wyszczególnienie</i>	<i>2001</i>	<i>2006</i>	<i>2011</i>
Energia cieplna w wodzie			
sprzedaż	11,6	8,7	10,7
potrzeby własne	2,2	4,1	5,1
Energia cieplna w parze			
sprzedaż	1 324	1 224	727
potrzeby własne	2,1	4,7	7,5

Natomiast zapotrzebowanie mocy cieplnej przez odbiorców zlokalizowanych na terenie byłego kombinatu od 2001r. drastycznie spadło, co zostało odzwierciedlone na poniższym wykresie.

Wykres 3-4. Zapotrzebowanie mocy cieplnej przez odbiorców z EI. Blachownia [MW]



Działania inwestycyjne dotyczące rozwoju EI. Blachownia prowadzone są przez Centrum Zarządzania TAURON Wytwarzanie S.A. Na chwilę obecną właściciel źródła nie podjął jeszcze ostatecznej decyzji co do charakteru dalszej pracy tego źródła.

3.2.3. Kotłownie MZEC

Kotłownia K-41 (Kozle)

Kotłownia zlokalizowana jest przy ul. Piastowskiej, w północnej części Kozła na skraju osiedla Zachód. Kotłownia ta stanowi źródło własne Miejskiego Zakładu Energetyki Ciepłej sp. z o.o.

W kotłowni zainstalowane są trzy kotły gazowe Omnimat Babcock, z czego dwa mają palniki o wydajności 7 MW, a w jednym wymieniono istniejący palnik na mniejszy, o mocy 2,6 MW. Daje to łączną moc źródła na poziomie ok. 17 MW (poprzednio wynosiła 21 MW).

Paliwem dla tej kotłowni jest gaz ziemny, którego średnioroczne zużycie na przestrzeni ostatnich czterech lat wyniosło ok. 2,63 mln m³. Odnosząc to zużycie do rocznej sprzedaży energii na poziomie 80,2 TJ i założonej wartości opałowej gazu równej 35 MJ/m³ daje sprawność przetwarzania i przesyłu na poziomie 87%

Źródło posiada wydaną przez Starostę Kędzierzyńsko-Kozielskiego w dniu 10 marca 2005r. „Decyzję o dopuszczalnej emisji zanieczyszczeń do atmosfery” nr ŚR. 7644-4/2005, obowiązującą do 28 lutego 2015r. Dopuszczalne wielkości emisji dla zainstalowanych kotłów przedstawiono poniżej. Kotłownia nie przekracza określonych ww. decyzją wartości dopuszczalnych emisji (wg pomiarów).

Tabela 3-9. Wielkości zanieczyszczeń powietrza dla kotłowni K-41

Rodzaj zanieczyszczenia	Dopuszczalne stężenie zanieczyszczeń [mg/Nm ³]		Rzeczywiste stężenie zanieczyszczeń [mg/Nm ³]	
	gaz	olej	gaz	olej
pył	5	100	0,84	1,1
SO ₂	35	850	1,4	2,9
NO _x	300	400	85,8	11,8

Kotłownia pełni funkcję źródła ciepła dla systemu ciepłowniczego w centralnej części Kozła. Zapotrzebowanie mocy cieplnej z kotłowni kształtuje się na poziomie 12,2 MW. Kotłownia pracuje jedynie w okresie sezonu grzewczego. Roczna produkcja energii kształtuje się na poziomie 80,2 TJ.

Kotłownia K-11 (Blachownia)

Jest to nowe źródło ciepła w mieście, zlokalizowane przy ul. Tuwima 3c. Wybudowane zostało przez MZEC w związku z wypowiedzeniem umowy na dostawę ciepła przez Elektrownię Blachownia do odbiorców z terenu osiedla Blachownia.

W kotłowni zainstalowane są trzy kotły gazowe firmy Viessmann o łącznej mocy 5,15 MW (1x1,95 i 2x1,6). Źródło to będzie pracowało zarówno na potrzeby c.o. jak i c.w.u. Zapotrzebowanie odbiorców na moc cieplną na cele grzewcze wynosi obecnie 3,0 MW, a na c.w.u. 0,32 MW (dziewięciu odbiorców).

Kotłownie lokalne

Oprócz dwóch powyżej przedstawionych dużych kotłowni gazowych MZEC na obszarze miasta eksploatuje jeszcze sześć małych kotłowni gazowych, których charakterystykę przedstawiono w poniższej tabeli.

Kotłownia K-09 pracuje zarówno na potrzeby centralnego ogrzewania, jak i przygotowania ciepłej wody użytkowej, natomiast kotłownie K-10, K-15 i K-23 tylko na potrzeby przygotowania c.w.u.

W poniższym zestawieniu lokalnych kotłowni MZEC ujęto także dwie nowe kotłownie K-12 i K-13, których uruchomienie planowane jest wraz z początkiem sezonu grzewczego 2012/2013. Będą one pracowały tylko na potrzeby centralnego ogrzewania.

Tabela 3-10. Charakterystyka kotłowni lokalnych MZEC

Nazwa kotłowni	Lokalizacja	Moc zainstalowana [kW]	Średnioroczne zużycie paliwa [tys. m ³]	Zapotrzebowanie mocy cieplnej [kW]	Średnioroczne zużycie energii [TJ]	Średnioroczna sprawność wytwarzania i przesyłu ciepła
K-09	Bałtycka 1	192	50,8	200	1,4	81,2%
K-10	Stara 6	105	28,6	110	0,9	92,8%
K-12	Szkolna 15	360	b.d.	360	b.d.	b.d.
K-13	Szkolna 3	300	b.d.	300	b.d.	b.d.
K-15	Wieniawskiego 1	385	42,1	150	1,2	82,0%
K-23	Judyma 4	450	12,5	30	0,4	81,3%
RAZEM		1 792	134,1	1 150	3,9	83,9%

3.2.4. Kotłownia Kofama

Kotłownia ta jest zlokalizowana w Koźlu przy ul. Portowej 47. Jej obecny właściciel Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A. przekazała informację, że aktualnie prowadzone jest postępowanie w sprawie sprzedaży tego źródła ciepła. Jednocześnie od maja 2012r. ECO wypowiedziało dotychczasowym odbiorcom umowę na dostawę ciepła, co zostało potwierdzone informacją otrzymaną z MZEC.

W kotłowni zainstalowane są dwa kotły WIm-2,5 opalane miałem węgla kamiennego, wybudowane w 1961r. Moc zainstalowana kotłowni wynosi 5,8 MW, a średnioroczna sprawność wytwarzania ciepła była na poziomie ok. 70%.

W latach 2009÷2011 moc cieplna zamówiona przez odbiorców kształtuje się na poziomie 2,4 MW, a średnioroczna sprzedaż ciepła w ostatnich trzech latach wynosiła 11,3 TJ.

3.3. Podsystem dystrybucji ciepła

3.3.1. MZEC sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu

Właścicielem i eksploatatorem systemu ciepłowniczego na terenie dzielnic Kędzierzyn i Koźle jest Miejski Zakład Energetyki Ciepłej (MZEC) Sp. z o.o. z siedzibą przy ul. Stalmacha 18.

Własność MZEC stanowią sieci ciepłownicze i węzły, które ze względu na kierunek i sposób zasilania podzielić można na:

- system sieci i węzłów ciepłowniczych Kędzierzyna zasilany z EC ZAK - tj. sieć nr 1, w której nośnikiem ciepła jest woda o temperaturze zasilania / powrotu 150/80°C;
- system sieci i węzłów ciepłowniczych os. Azoty zasilany z EC ZAK - tj. sieć nr 3, w której nośnikiem ciepła jest woda o temperaturze zasilania / powrotu 130/80°C;
- system sieci i węzłów ciepłowniczych Koźła zasilany z kotłowni K-41 przy ul. Piastowskiej - tj. sieć nr 2, w której nośnikiem ciepła jest woda o temperaturze zasilania / powrotu 130/80°C;
- system sieci ciepłowniczych osiedla Blachownia zasilanych z kotłowni K-11 przy ul. Tuwima - tj. sieć nr 5, w której nośnikiem ciepła jest woda o temperaturze zasilania / powrotu 90/70°C.

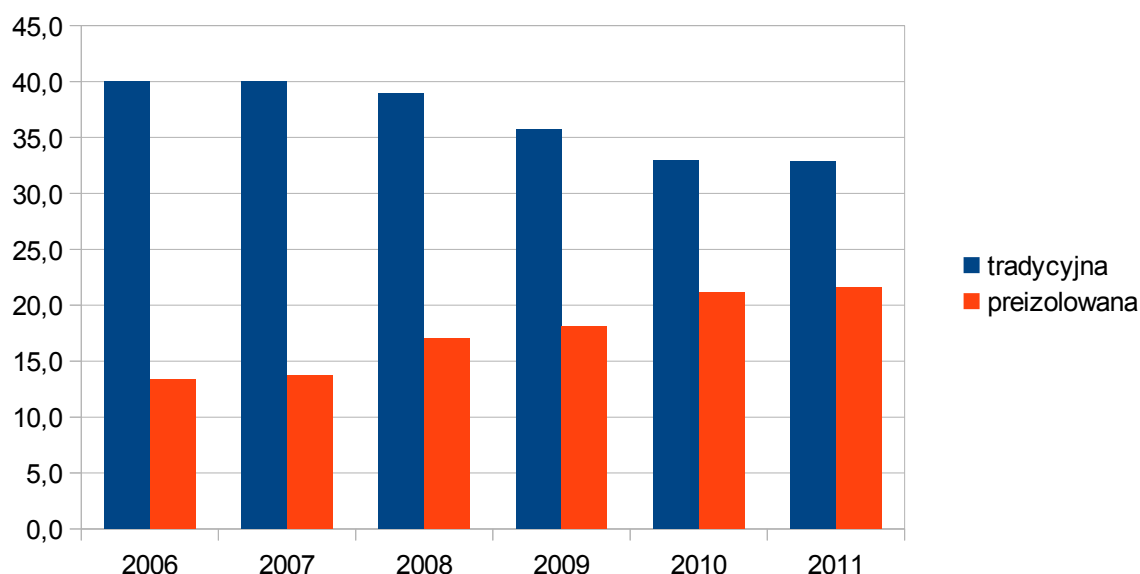
W związku z wypowiedzeniem umowy na dostawę ciepła przez ECO Opole, od maja 2012r. została wyłączona z eksploatacji sieć nr 4, tj. system sieci i węzłów ciepłowniczych osiedla KOFAMA zasilanych z kotłowni będącej własnością ECO Opole, w której nośnikiem była ciepła woda o temperaturze zasilania / powrotu 130/80°C.

System sieci ciepłowniczych Kędzierzyna i Koźła to przede wszystkim układ rurociągów wodnych, dwuprzewodowych, wysoko- i niskoparametrowych, prowadzonych podziemnie i naziemne (poza terenem zabudowanym).

Łączna długość sieci ciepłych MZEC to ok. 54,5 km, w tym:

- sieć tradycyjna kanałowa ok. 32,9 km;
- sieć preizolowana ok. 21,6 km (ok. 40% całkowitej długości sieci).

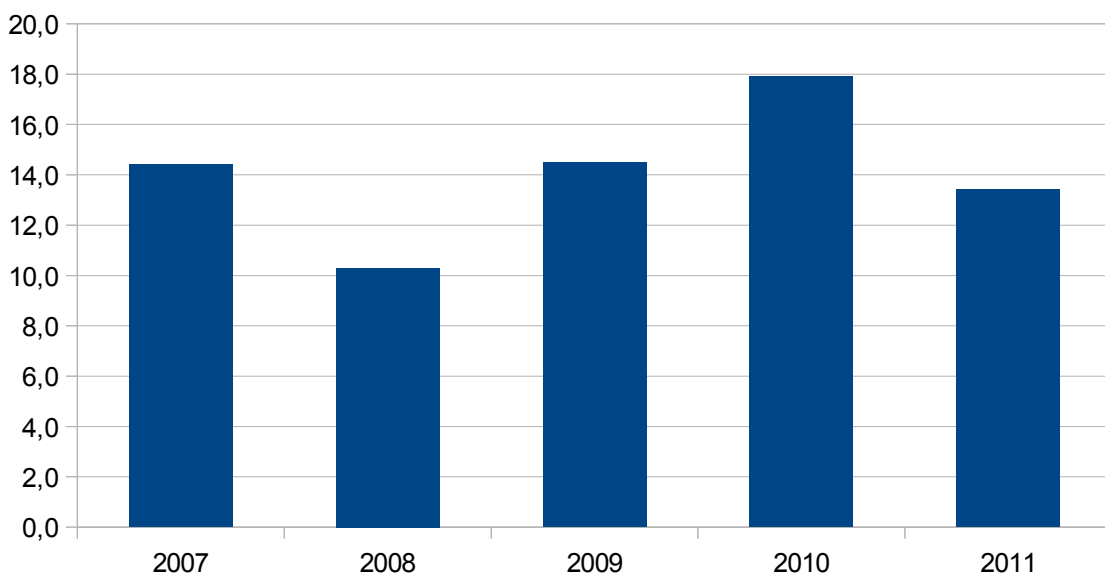
Wykres 3-5. Zmiany długości [km] technologii wykonania sieci ciepłowniczych w systemie MZEC



Z powyższego wykresu widać, że MZEC systematycznie modernizuje eksploatowaną przez siebie sieć ciepłowniczą. Należy w tym miejscu wystawić dobrą opinię MZEC Sp. z o.o., który sprawnie i efektywnie wykorzystał możliwość pozyskania na takie przedsięwzięcie dofinansowania w ramach działania 9.2. POIiŚ. Przedsiębiorstwo to opracowało dokumentację pn.: „Modernizacja i przebudowa osiedlowej sieci ciepłowniczej wraz z przyłączami do budynków na terenie Kędzierzyna-Koźła” i uzyskało kwotę dofinansowania w wysokości 11,54 mln zł.

Ubytki wody sieciowej łącznie dla wszystkich systemów MZEC wynoszą średniorocznie (za pięć ostatnich lat) na poziomie ok. 14,1 tys. m³/rok, co daje średni wskaźnik ubytku wody sieciowej w roku na poziomie 260 m³/km sieci.

Wykres 3-6. Wielkości ubytków wody sieciowej [tys. m³] w systemie MZEC



Odbiory ciepła z sieci ciepłowniczej MZEC realizowane są za pośrednictwem prawie 500 węzłów ciepłych wysokotemperaturowych. Wszystkie węzły posiadają urządzenia pomiarowe umożliwiające rozliczanie odbiorców wg rzeczywistego zużycia energii oraz zabudowaną automatykę pogodową. Struktura tych węzłów jest następująca:

- 415 szt. - węzły będące własnością MZEC, w tym
 - ◆ 54 szt. - to węzły grupowe
 - ◆ 361 szt. - to węzły indywidualne
- 83 szt. - to węzły będące własnością odbiorców.

W poniższej tabeli przedstawiono zbiorczą charakterystykę odbiorców ciepła z systemów MZEC.

Tabela 3-11.

Wielkość	2008r.	2009r.	2010r.	2011r.	2012r.
zapotrzebowanie mocy cieplnej przez odbiorców [MW]	75,4	74,3	74,1	69,9	72,5
zużycie energii cieplnej przez odbiorców [TJ]	429,7	444,4	505,4	430,2	b.d.
wskaźnik [GJ/MW]	5 698	5 978	6 824	6 152	b.d.

System sieci i węzłów ciepłowniczych zlokalizowanych w Kędzierzynie zasilanych z EC ZAK (Sieć nr 1)

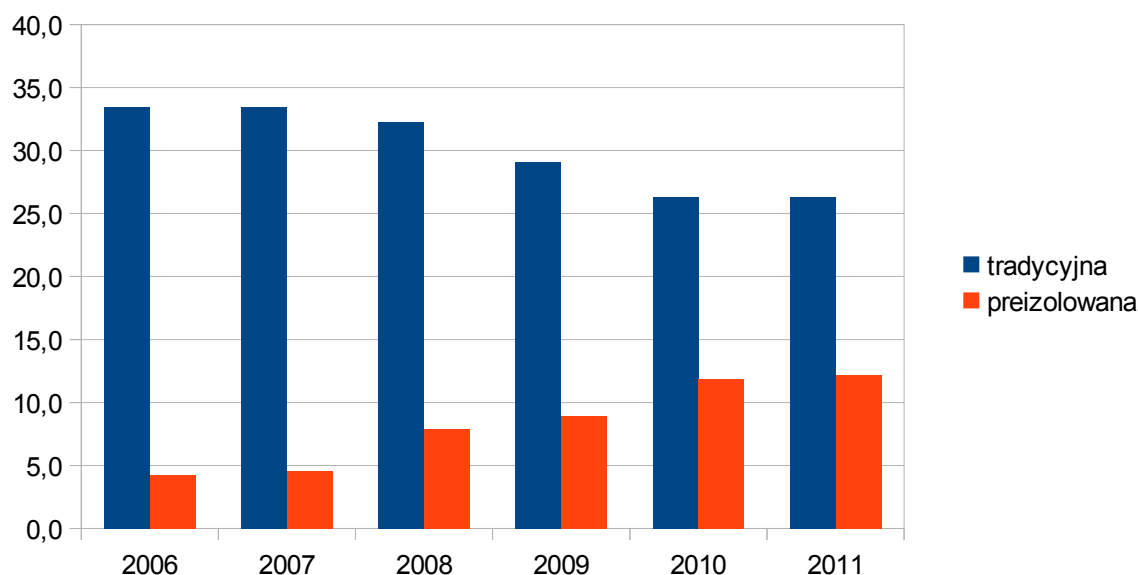
Odbiorcy zasilani z tego układu sieci zlokalizowani są w jednostkach bilansowych „E” i „F”. Ich potrzeby cieplne zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 3-12.

Wielkość	2008r.	2009r.	2010r.	2011r.	2012r.
zapotrzebowanie mocy cieplnej przez odbiorców [MW]	52,0	51,5	51,4	49,5	49,0
zużycie energii cieplnej przez odbiorców [TJ]	300,6	312,2	357,0	304,3	b.d.
wskaźnik [GJ/MW]	5 779	6 058	6 950	6 152	b.d.

Struktura wykonania sieci w tym układzie przedstawia się następująco:

Wykres 3-7.



W systemie sieci nr „1” nastąpiła największa modernizacja układu kanałowego na nowy, wykonany w technologii preizolowanej. O ile w 2006r. sieci preizolowane stanowiły w całej długości jedynie około 10% to obecnie udział ten wzrósł do ponad 30%.

Ubytki wody sieciowej łącznie dla systemu sieci nr „1” wynoszą średniorocznie (za pięć ostatnich lat) na poziomie ok. 7,5 tys. m³/rok, co daje średni wskaźnik ubytku wody sieciowej w roku na poziomie 196 m³/km sieci.

Stan techniczny sieci ciepłej jest zróżnicowany w zależności od okresu eksploatacji.

System sieci i węzłów ciepłowniczych Koźła zasilanych z kotłowni K-41 przy ul. Piastowskiej (Sieć nr 2)

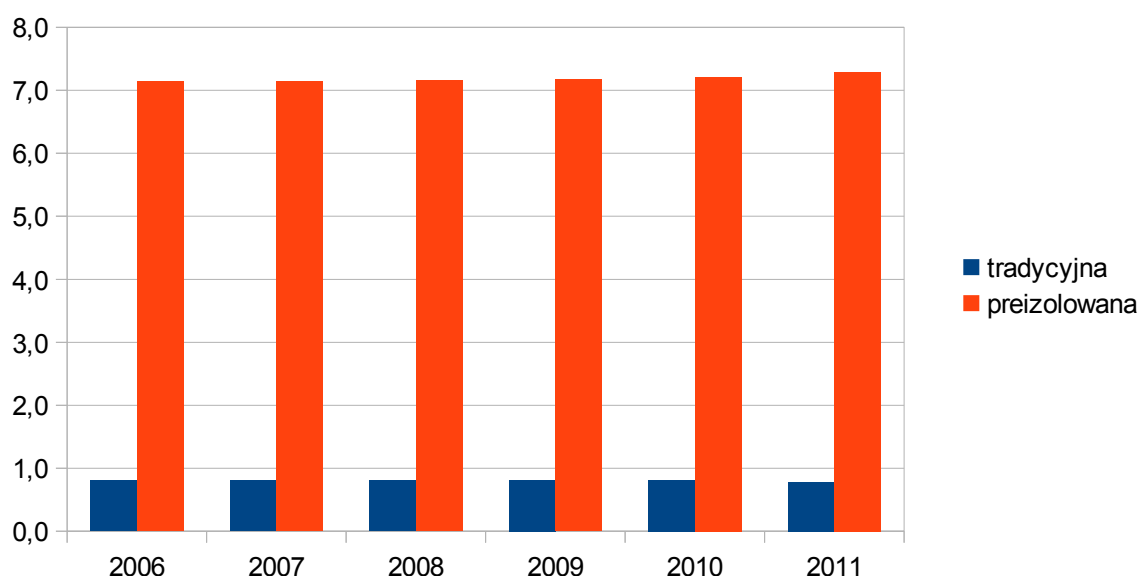
Odbiorcy zasilani z tego układu sieci zlokalizowani są w jednostce bilansowej „B”. Ich potrzeby cieplne zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 3-13.

Wielkość	2008r.	2009r.	2010r.	2011r.	2012r.
zapotrzebowanie mocy cieplnej przez odbiorców [MW]	13,4	13,0	12,8	12,5	12,3
zużycie energii cieplnej przez odbiorców [TJ]	76,7	77,9	89,9	76,5	b.d.
wskaźnik [GJ/MW]	5 730	5 976	7 013	6 129	b.d.

Struktura wykonania sieci w tym układzie przedstawia się następująco:

Wykres 3-8.



W systemie sieci nr „2” około 90% to sieci preizolowane, które zostały ułożone po wielkiej powodzi. Natomiast ubytki wody sieciowej łącznie dla systemu sieci nr „2” wynoszą średniorocznie (za pięć ostatnich lat) na poziomie ok. 0,4 tys. m³/rok, co daje średni wskaźnik ubytku wody sieciowej w roku na poziomie 49 m³/km sieci.

Stan techniczny sieci ciepłej jest ogólnie dobry.

System sieci i węzłów ciepłowniczych os. Azoty zasilanych z EC ZAK (Sieć nr 3)

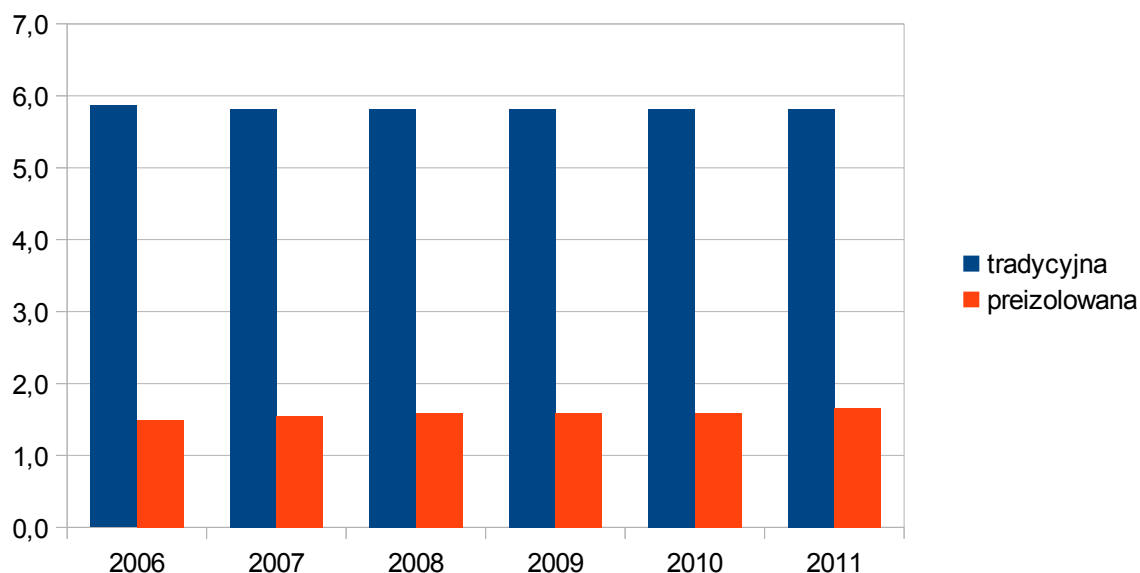
Odbiorcy zasilani z tego układu sieci zlokalizowani są w jednostce bilansowej „L”. Ich potrzeby cieplne zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 3-14.

Wielkość	2008r.	2009r.	2010r.	2011r.	2012r.
zapotrzebowanie mocy cieplnej przez odbiorców [MW]	9,3	9,1	9,2	7,4	7,4
zużycie energii cieplnej przez odbiorców [TJ]	48,5	50,5	54,8	46,2	b.d.
wskaźnik [GJ/MW]	5 236	5 531	5 932	6 252	b.d.

Struktura wykonania sieci w tym układzie przedstawia się następująco:

Wykres 3-9.



W systemie sieci nr „3” od ponad 6 lat nie przeprowadzono większej modernizacji układu kanałowego na nowy w technologii preizolowanej. Udział sieci preizolowanych stanowi w całej długości niewiele ponad 20%. Natomiast ubytki wody sieciowej dla systemu sieci nr „3” są największe w całym systemie MZEC i wynoszą średniorocznie (za pięć ostatnich lat) na poziomie ok. 6,2 tys. m³/rok, co daje średni wskaźnik ubytku wody sieciowej w roku na poziomie 839 m³/km sieci.

Stan techniczny sieci ciepłej jest zróżnicowany w zależności od okresu eksploatacji.

System sieci ciepłowniczych osiedla Blachownia zasilanych z kotłowni K-11

Jest to nowy układ sieci, który został wybudowany w 2012r., a jego uruchomienie nastąpiło w lipcu tegoż roku. Potrzeby cieplne odbiorców wynoszą łącznie 3,3 MW, z czego 3 MW to zapotrzebowanie mocy na cele grzewcze a 0,32 MW to potrzeby na cele przygotowania c.w.u.

Całość sieci została wykonana w technologii rur preizolowanych o całkowitej długości ok. 5,94 km, w tym:

- 4,97 km - sieci c.o.
- 0,97 km - sieci c.w.u.

System sieci c.w.u. został uruchomiony w lipcu 2012r., natomiast uruchomienie układu sieci c.o. planowane jest z początkiem sezonu grzewczego 2012/2013.

Nawiązując do przebudowy sieci ciepłowniczej na obszarze Kędzierzyna, tak i w tym przypadku MZEC wykorzystał możliwość pozyskania środków pomocowych z UE w ramach RPO na przedsięwzięcie pn.: „Budowa systemu ciepłowniczego na terenie Osiedla Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu”.

3.3.2. PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o.

Sieci systemu ciepłowniczego osiedla Blachownia Śląska stanowią z racji lokalizacji i braku połączenia z systemem miejskim wydzielony wyspowy układ działający w oparciu o zasilanie z Elektrowni Blachownia (TAURON). Eksploatatorem systemu jest PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. Firma jest podmiotem zajmującym się przesyłem, dystrybucją i obrotem ciepłem i energią elektryczną na terenie byłego kombinatu Blachownia Holding S.A.

Z uwagi na wypowiedzenie przez Elektrownię Blachownia umowy na dostawę ciepła do odbiorców z terenu osiedla Blachownia od lipca 2012r. firma obsługuje jedynie odbiorców z terenu przemysłowego.

Do końca 2011 roku firma dostarczała ciepło w postaci pary wodnej i gorącej wody do 15 odbiorców. Ich łączna moc zamówiona wynosiła 32,4 MW przy rocznym zużyciu energii na poziomie ok. 492 TJ. Jednak na rok 2012 moc zamówiona spadła do wielkości 8,2 MW i planowanej sprzedaży energii na poziomie 76 TJ. W związku z tym od sierpnia 2013 roku firma planuje zakończenie działalności w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła.

3.4. Bilans cieplny

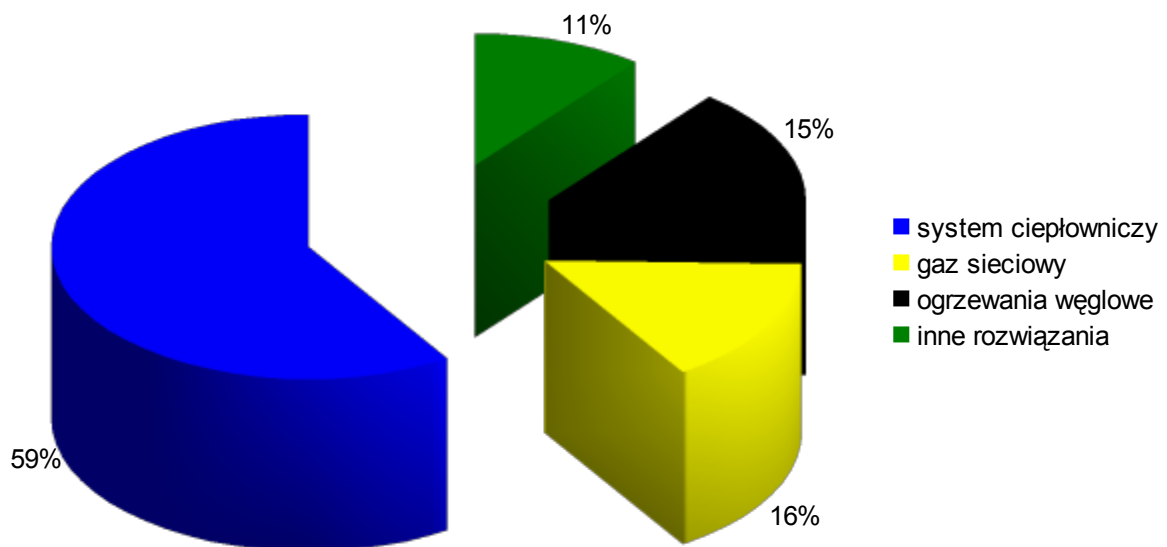
Analizy bilansowe zapotrzebowania poszczególnych nośników energii dla analizowanego obszaru wykonano w oparciu o:

- informacje uzyskane bezpośrednio od przedsiębiorstw energetycznych;
- informacje przekazane przez Urząd Miasta;
- ankiety otrzymane od podmiotów będących odbiorcami ciepła i właścicielami źródeł;
- dane statystyczne Głównego Urzędu Statystycznego;
- własne analizy struktur sieci i źródeł;
- wizje lokalne na terenie miasta.

Obliczona łączna wielkość zapotrzebowania ciepła (c.o. + c.w.u.) dla rozpatrywanego obszaru wynosi ok. 241 MW. W niniejszym bilansie nie uwzględniono potrzeb energetycznych na cele technologiczne obszarów przemysłowych: ZAK i Blachownia, z uwagi na ich bardzo zmienny charakter. Odbiorcy zlokalizowani na obszarze miasta swoje potrzeby cieplne w zakresie c.o. i c.w.u. pokrywają z wykorzystaniem:

- ciepła z systemu ciepłowniczego - ok. 141 MW;
- gazu z systemu gazowniczego - ok. 38 MW;
- lokalnych i indywidualnych źródeł opalanych węglem - ok. 36 MW;
- innych źródeł (m.in.:oleju opałowego, mieszaniny propanu i butanu [tzw. LPG], energii elektrycznej, kolektorów słonecznych) - ok. 26 MW.

Wykres 3-10. Udział procentowy poszczególnych nośników energii w pokryciu zapotrzebowania na moc cieplną



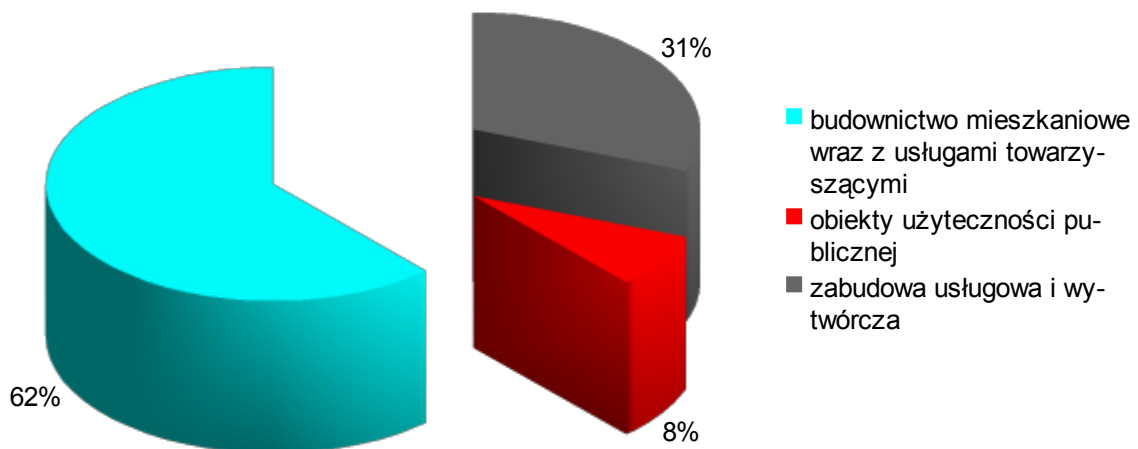
Należy tu zaznaczyć, że w kategorii „system ciepłowniczy” ujęte są m.in. dwie duże kotłownie gazowe eksploatowane przez MZEC, tj. kotłownia K-41 (Kozle) i nowa kotłownia K-11 (ul. Tuwima) o łącznej mocy zamówionej ok. 17,5 MW.

Natomiast wielkość zapotrzebowania mocy z podziałem na poszczególne grupy odbiorców przedstawia się następująco:

- budynki mieszkaniowe wraz z usługami towarzyszącymi - ok. 148 MW;
- obiekty użyteczności publicznej - ok. 18 MW;
- zabudowa usługowa i wytwórcza - ok. 75 MW.

Na wykresie poniżej przedstawiono udział procentowy wydzielonych grup odbiorców ciepła, na terenie całej gminy.

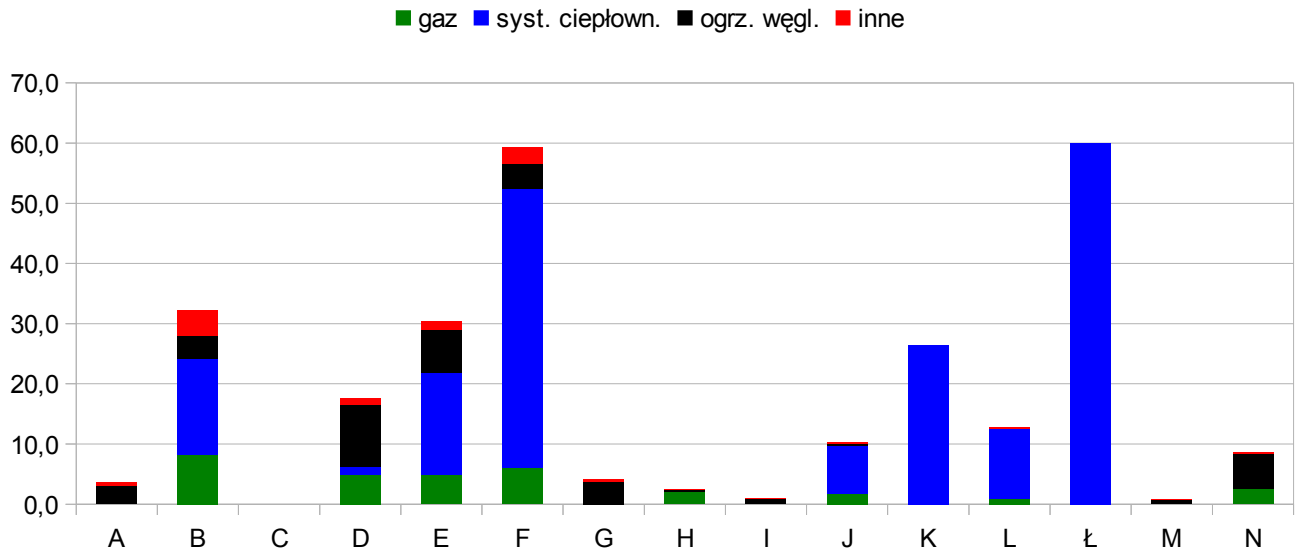
Wykres 3-11. Udział procentowy poszczególnych grup odbiorców w zapotrzebowaniu na moc cieplną



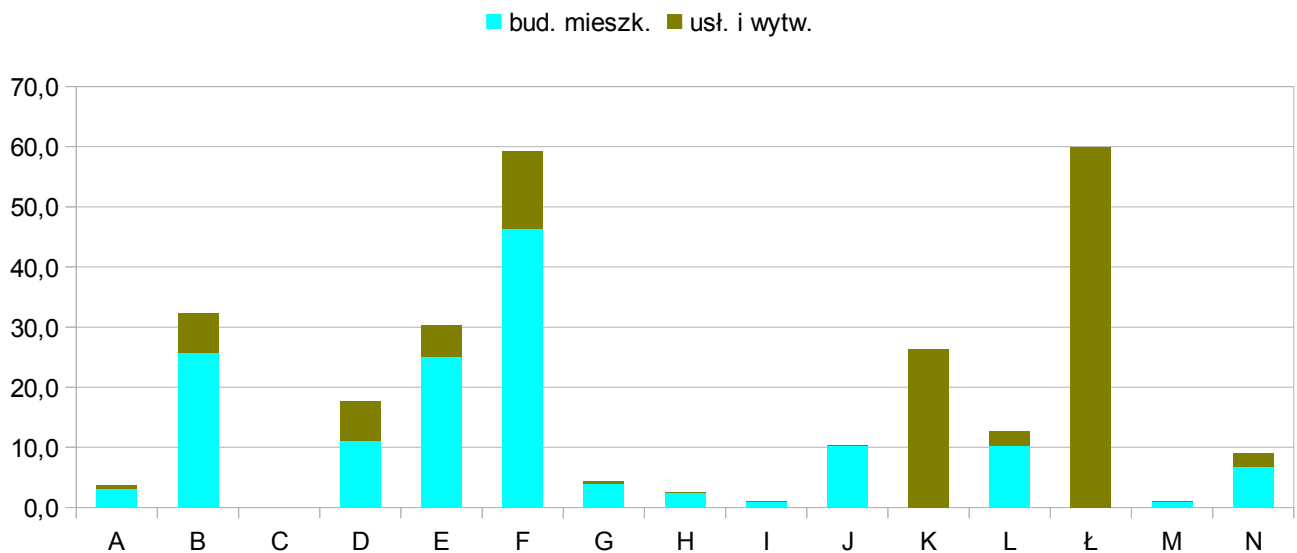
W strukturze rodzajowej odbiorców ciepła z analizowanego terenu największą grupę stanowią budynki mieszkalne, których szacunkowe łączne zapotrzebowanie ciepła wynosi ponad 60% w skali obszaru. Wynika to z faktu, że w tym zestawieniu nie uwzględniono potrzeb technologicznych dużego przemysłu zlokalizowanego na obszarze miasta, które według obecnych szacunków wynosi ok. 360 MW

Na poniższych dwóch wykresach przedstawiono powyższe dane bilansowe w rozbiciu na poszczególne jednostki bilansowe gminy.

Wykres 3-12. Udział poszczególnych nośników energii w pokryciu zapotrzebowania na moc cieplną w poszczególnych jednostkach bilansowych

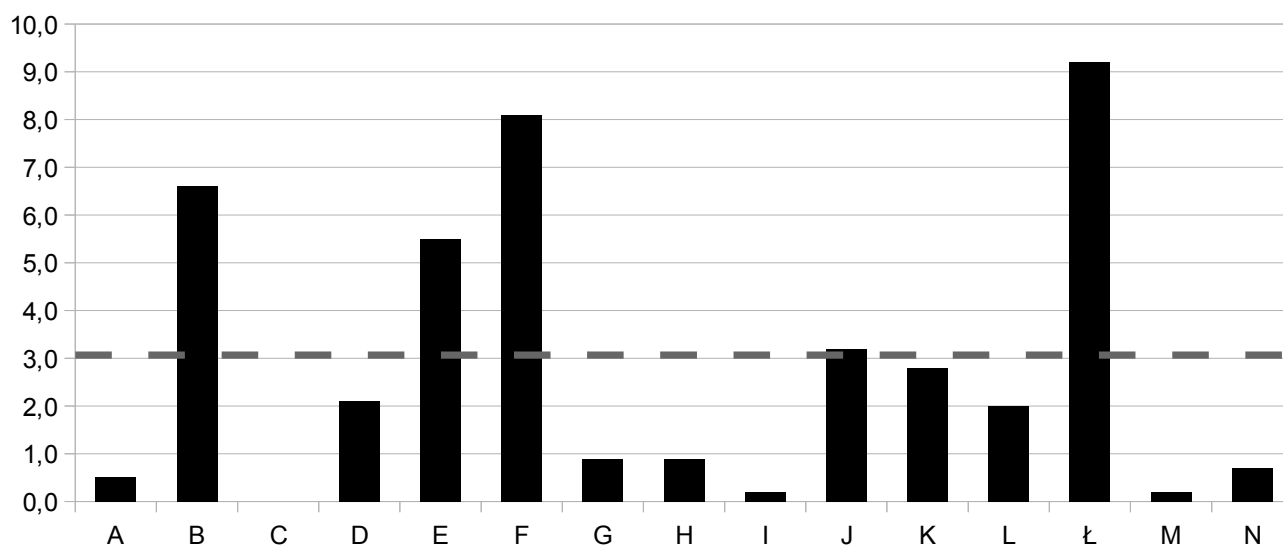


Wykres 3-13. Udział poszczególnych grup odbiorców w zapotrzebowaniu na moc cieplną w poszczególnych jednostkach bilansowych



Obrazem stopnia energetycznego wykorzystania terenu jest wielkość gęstości cieplnej zapotrzebowania mocy cieplnej dla zabudowy danego terenu. Jest to wielkość wynikająca z ilorazu zapotrzebowania mocy cieplnej przez odbiorców i powierzchni całkowitej jednostki bilansowej. Celem porównywania jest pokazanie w jakim stopniu dany teren jest zabudowany i z jakimi wymaganiami cieplnymi, co jest zobrazowane na wykresie poniżej. Ponadto linią przerywaną zaznaczono średnią gęstość cieplną dla całej gminy

Wykres 3-14. Wielkości gęstości cieplnej zabudowy gminy [MW/km²]



3.5. Paliwa wykorzystywane do produkcji energii cieplnej

Węgiel kamienny

Paliwem stałym stosowanym w źródłach ciepła na terenie gminy jest węgiel różnej granulacji i miął węglowy.

Podstawowymi wielkościami określającymi jakość stosowanego węgla są jego wartość opałowa, zawartość siarki i popiołu oraz sortyment. Wielkości te osiągają wartości:

- wartość opałowa dla różnego sortymentu - 25÷27 MJ/kg oraz 17÷21 MJ/kg dla miálu węglowego;
- zawartość popiołu - 7÷14% dla różnego sortymentu oraz 7÷30% dla miálu;
- zawartość siarki - 0,6÷0,8% dla różnego sortymentu oraz 0,6÷1,0% dla miálu.

Gaz ziemny

GSG Sp. z o.o. dostarcza swoimi sieciami w Kędzierzynie-Koźlu gaz ziemny wysokometanowy typu E (dawna nazwa - GZ-50), spełniającym wymagania normy PN-C-04753-E. Dostarczany gaz posiada ciepło spalania nie mniejsze od 34,0 MJ/m³ i wartość opałową nie mniejszą od 31,0 MJ/m³.

Głównym składnikiem ww. gazu jest metan, którego udział stanowi ponad 96% objętości gazu. Natomiast jego podstawowe właściwości fizykochemiczne są następujące:

- ciepło spalania - min. 34 MJ/Nm³;
- wartość opałowa - min. 31 MJ/Nm³;
- liczba Wobbego - 45÷54 MJ/Nm³;
- ciężar właściwy - 0,717 kg/Nm³.

Gaz ten jest bezwonny, bezbarwny, lżejszy od powietrza, a w mieszaninie z nim (5÷15%) tworzy mieszaninę wybuchową. W celu lokalizacji nieszczelności nawaniany jest środkiem THT. Dopuszczalne zawartości zanieczyszczeń:

- H₂S max 20 mg/m³,
- siarki całkowitej max 40 mg/m³,
- pyłu max 0,5 mg/m³.

Gaz koksowniczy

Gaz koksowniczy jest paliwem gazowym, które doprowadzane jest na teren miasta z produkującej go Koksowni Zdieszowice. Głównymi odbiorcami gazu koksowniczego na terenie miasta są El. Blachownia i ZAK.

Gaz do miasta doprowadzany jest rurociągiem Ø 500 pod ciśnieniem od 2 do 4MPa. Jego wartość opałowa wynosi około 18÷19 MJ/Nm³.

Gaz płynny

Gaz płynny uzyskuje się głównie jako produkt uboczny podczas rafinacji ropy naftowej i dalszego przerabiania półproduktów w procesach reformowania benzyn, krakowania olejów, hydrokrakowania, odsiarczania gudronu i pirolizy benzyn, w ilości około 2% przerobionej masy ropy. Produkuje się go również z gazu ziemnego.

Gaz płynny (LPG) znajduje bardzo szerokie zastosowanie w przemyśle, rolnictwie, chemii, jak i gospodarstwach domowych. Możliwe jest również jego zastosowanie do napędu pojazdów samochodowych różnych typów, jak i innych maszyn i urządzeń napędzanych silnikami spalinowymi.

Gaz płynny jest transportowany i magazynowany w postaci ciekłej, ale jego eksploatacja następuje w postaci gazowej.

Gaz płynny są to w rzeczywistości 3 różne paliwa:

- propan handlowy (o zawartości minimum 90% propanu);
- propan-butan (o zawartości 18÷55% propanu i minimum 45% butanu);
- butan handlowy (o zawartości minimum 95% butanu).

Poniższa tabela zawiera porównanie tych trzech gazów. W praktyce najczęściej spotykana jest mieszanina propan-butan, ale zaletą propanu technicznego jest to, że może być składowany na zewnątrz i że łatwo odparowuje nawet przy mrozach, stąd wzrost jego znaczenia jako paliwa dla ogrzewania.

Tabela 3-15. Własności płynnego gazu

	propan handlowy	propan-butan	butan handlowy
Wartość opałowa, MJ/kg	>45,64	>45,22	>44,80
Gęstość w temp. 15,6°C, kg/dm ³	>0,495	>0,500	>0,564
Prężność par przy -15°C, MPa	>0,20	>0,049	>0,047
Prężność par przy 70°C, MPa	<3,04	<2,55	<1,08

Olej opałowy

Pod pojęciem olej opałowy kryją się dwie grupy paliw pochodzących z przeróbki ropy naftowej.

Olej opałowy lekki jest paliwem niskoemisyjnym, przeznaczonym głównie do celów grzewczych, do ogrzewania obiektów użytkowych i domów mieszkalnych.

Parametry techniczne olejów lekkich są następujące:

- wartość opałowa - około 42,0 MJ/kg,
- gęstość - 0,83÷0,86 g/ml,
- punkt zapłonu - ok. 86°C,
- lepkość - 4÷6 mm²/s,
- temperatura zamarzania - poniżej (-)20°C,
- zawartość siarki - poniżej 0,5% (dla oleju Ecoterm Plus nawet poniżej 0,175%).

Oleje opałowe ciężkie stosowane są jako paliwo w obiektach przemysłowych.

Parametry techniczne olejów ciężkich są bardziej zróżnicowane i osiągają wartości:

- wartość opałowa - powyżej 39,7 MJ/kg,
- gęstość - ponad 0,88 g/ml,
- punkt zapłonu - ponad 110°C (nawet do 270°C),
- lepkość - ponad 11 mm²/s,
- temperatura zamarzania - (-)3°C do (+)35°C,
- zawartość siarki - poniżej 1,5%, ale może sięgać nawet 3%.

Inne paliwa ekologiczne

Paliwa takie jak: słoma, drewno, biogaz itp. zostały szczegółowo opisane w rozdziale dotyczącym wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych.

3.6. Ocena stanu systemu zaopatrzenia w ciepło

Źródło ciepła zaopatrujące główny system ciepłowniczy miasta, tj. EC ZAK SA według stanowiska właściciela gwarantuje bezpieczeństwo zasilania odbiorców ciepła (na dzisiejszym poziomie) w najbliższej perspektywie. W dalszym okresie źródło wymaga odbudowy potencjału wytwórczego w perspektywie roku 2016 i 2022.

Planowane działania modernizacyjne i rozwojowe były w minionym okresie realizowane przez MZEC Kędzierzyn-Koźle. Ocena systemów przesyłowych wskazuje na konieczność postawienia wniosku iż działania modernizacyjne w tym zakresie (wymiana sieci na preizolowane) winny być w następnych latach dalej kontynuowane.

W wyniku zaprzestania dostawy ciepła z kotłowni „Kofama” dotychczasowi odbiorcy wybudowali na własne potrzeby lokalne źródła ciepła. Natomiast dla odbiorców ciepła z os. Blachownia, wskutek zaprzestania dostawy ciepła z El. Blachownia, przedsiębiorstwo MZEC wybudowało nową kotłownię gazową K-11 (ul. Tuwima), która pokryje potrzeby dotychczasowych odbiorców zarówno w zakresie c.o. jak i c.w.u.

W zakresie pozostałych systemów wyspowych nie występują sygnały odnośnie zagrożeń w dostawie ciepła. Problem stanowi jedynie wzrost cen gazu ziemnego, co odbija się na atrakcyjności rozwiązań systemowych z wykorzystaniem tego nośnika.

W zakresie rozwiązań indywidualnych funkcjonuje jeszcze znaczna ilość ogrzewań piecowych, które stanowią o znacznym obciążeniu środowiska gminy procesami energetycznymi (problem tzw. „niskiej emisji”). Miasto w ramach dostępnych środków realizuje już zadania polegające na wspieraniu działań zmierzających do redukcji negatywnego oddziaływania na środowisko szkodliwych rozwiązań indywidualnych.

4. System elektroenergetyczny

4.1. Wprowadzenie

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

4.2. Źródła energii elektrycznej w Kędzierzynie-Koźlu

4.2.1. TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział EI. Blachownia

Działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej prowadzona jest głównie w TAURON Wytwarzanie Spółka Akcyjna Oddział Elektrownia Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu, który dysponuje mocą zainstalowaną elektryczną 158 MW_e i mocą cieplną 174 MW_t. Podstawową działalnością spółki jest produkcja i sprzedaż energii elektrycznej.

Energię elektryczną i cieplną wytwarzają w sumie 3 turbozespoły, tj.:

- dwie turbiny upustowo-kondensacyjne Siemens S o znamionowej mocy elektrycznej 55 MW każda;
 - turbina kondensacyjna Siemens S o znamionowej mocy elektrycznej 55 MW.
- Omawiane źródło posiada sieci potrzeb własnych oraz rozdzielnie 220kV, 110 kV, 30 kV i 6kV. Wyprowadzenie mocy elektrycznej do systemu energetycznego odbywa się głównie poprzez rozdzielnię 110 kV.

Głównym odbiorcą energii cieplnej są sąsiadujące zakłady przemysłu chemicznego.

4.2.2. Elektrociepłownia Zakładów Azotowych Kędzierzyn S.A.

Zakłady Azotowe Kędzierzyn Spółka Akcyjna z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu, przy ul. Mostowej 30A posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 12 listopada 1998r. Termin ważności koncesji upływa z dniem 31 grudnia 2025 r. Elektrociepłownia ZAK została uruchomiona w 1953 roku. Ostatni turbozespół oddano do eksploatacji w 1963 r. W chwili obecnej elektrociepłownia może osiągać moc elektryczną na poziomie 45,8 MW_e.

Charakterystyczne dane dotyczące turbin pracujących w EC ZAK S.A. przedstawia poniższa tabela.

Tabela 4-1. Dane techniczne turbozespołów zainstalowanych w Elektrociepłowni ZAK S.A.

Nr	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Parametry pary		Moc turbozespołu [MW]		Producent	
		°C	MPa	znamion.	osiągalna	turbiny	generatora
1	1956	485	6,9	16,6	16,6	I BRNENSKA	SKODA
3	1958	485	6,9	14,6	14,6	I BRNENSKA	SKODA
7	1963	485	6,9	14,6	14,6	I BRNENSKA	SKODA

Źródło: ZAK SA

Elektrociepłownia, w obecnym stanie technicznym, zapewnia częściowe pokrycie zapotrzebowania ZAK SA na energię elektryczną. Od roku 2007 produkcja energii elektrycznej odbywa się wyłącznie w skojarzeniu. Produkcję energii elektrycznej w EC ZAK za ostatnie trzy lata przedstawiono w poniższej tabeli oraz na wykresie.

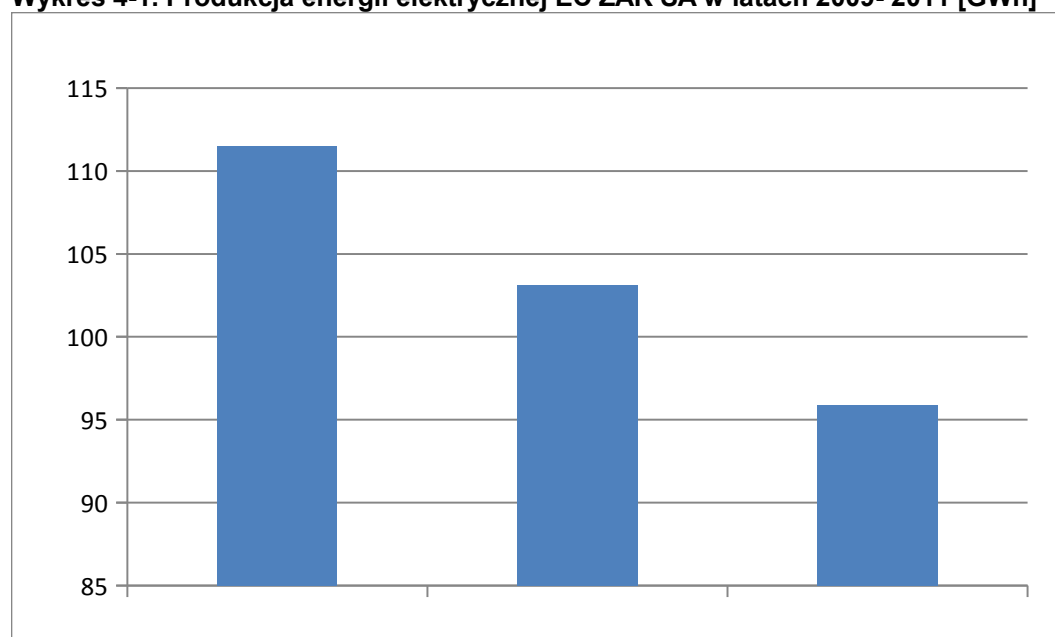
Tabela 4-2. Produkcja energii elektrycznej EC ZAK SA w latach 2009- 2011 [GWh]

Produkcja energii elektrycznej w EC ZAK	2009	2010	2011
Ogółem [GWh]:	111,5	103,1	95,9
w tym w skojarzeniu [GWh]:	111,5	103,1	95,9

Zródło: ZAK SA

Nadmienić należy, że ZAK S.A. zgodnie z opracowanym planem modernizacji źródła, ma zaplanowaną budowę nowego turbozespołu parowego upustowo-kondensacyjnego.

Wykres 4-1. Produkcja energii elektrycznej EC ZAK SA w latach 2009- 2011 [GWh]



Zródło: opracowanie własne na podstawie danych ZAK SA

Elektrociepłownia ZAK nie spełnia norm emisji, które będą obowiązywały po 2016r. W najbliższych latach planowane jest zastąpienie obecnej elektrociepłowni nową opartą na paliwie gazowym lub węglowym.

4.3. System zasilania miasta

Ocena pracy istniejącego systemu elektroenergetycznego zasilającego w energię elektryczną odbiorców z terenu Miasta Kędzierzyn-Koźle oparta została na materiałach otrzymanych z UM Kędzierzyn Koźle oraz informacjach uzyskanych od następujących przedsiębiorstw energetycznych:

- PSE Południe S.A.
- TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Blachownia;
- Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A.;
- TAURON Dystrybucja S.A.;
- PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o.

4.3.1. Linie i stacje elektroenergetyczne WN i NN

Odbiorcy energii elektrycznej zlokalizowani na obszarze Miasta Kędzierzyn-Koźle zaopatrywani są w energię elektryczną:

- ze zlokalizowanych na jego terenie źródeł energii elektrycznej;
- z elektroenergetycznych sieci rozdzielczych WN i SN;
- z Krajowego Systemu Przesyłowego;

Na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle zlokalizowane są następujące linie elektroenergetyczne sieci rozdzielczej 110 kV:

- dwutorowa relacji: Blachownia - Strzelce, Blachownia - Strzelce Piastów;
- dwutorowa relacji: Blachownia- Łabędy, Blachownia - Huta Łabędy;
- dwutorowa relacji: Blachownia - Kędzierzyn;
- dwutorowa relacji: Kędzierzyn - Sośnica;
- dwutorowa relacji: I tor Blachownia - Chemik - Polska Cerekiew, II tor Blachownia - Ceglana;
- dwutorowa relacji: Blachownia - Koksownia Zdieszowice, Blachownia -Góraźdże Wapienniki;
- dwutorowa relacji: I tor odczep linii Blachownia - Ceglana w kierunku Koźle , II tor Zdieszowice - Hajduki;
- jednotorowa relacji: Kędzierzyn - Kuźnia Raciborska.

Zaopatrująca odbiorców komunalnych zlokalizowanych na zasadniczym obszarze miasta sieć SN 15 kV jest zasilana z poziomu WN za pośrednictwem transformatorów zlokalizowanych w dwóch stacjach elektroenergetycznych WN/SN. Są to:

GPZ 110/15kV „Chemik”

wyposażony w dwa transformatory 110/15kV o mocy 25MVA każdy. Wg Operatora Systemu Dystrybucyjnego sumaryczne obciążenie transformatorów w stacji osiąga 13,4 MW, co wskazuje na duże rezerwy zdolności transformacji na poziomie 52%. Stan techniczny urządzeń OSD ocenia jako średni.

GPZ 110/15kV „Koźle”

wyposażony w dwa transformatory 110/15kV o mocy 16MVA każdy. Wg Operatora Systemu Dystrybucyjnego sumaryczne obciążenie transformatorów w stacji osiąga 16,6 MW, co wskazuje na wyczerpywanie mocy transformacji przy zastosowaniu kryterium n-1. Również dokonana przez OSD ocena stanu technicznego wskazuje na konieczność nieodległej modernizacji.

Ponadto na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle zlokalizowane są stanowiące własność PSE Operator S.A. z siedzibą przy ul. Warszawskiej 165 w Konstancinie-Jeziornej linie elektroenergetyczne NN 220kV, następujących relacji:

- Wielopole - Kędzierzyn,
- Kędzierzyn - Groszowice,
- Wielopole - Blachownia,
- Blachownia - Łagisza.

Punktami przyłączenia systemów elektroenergetycznych WN i SN do Krajowego Systemu Przesyłowego, zlokalizowanymi na obszarze Miasta Kędzierzyn-Koźle są:

- stacja elektroenergetyczna „Elektrownia Blachownia” (BLA), stanowiąca własność Operatora Systemu Przesyłowego, wyposażona w dwa autotransformatory 220/110 kV o mocy odpowied-

nio: 160 i 100 MVA. Ponadto w wymienionej stacji zainstalowane są transformatory WN/SN o poziomach napięcia wtórnego 30 kV i 6 kV .

- stacja elektroenergetyczna Kędzierzyn Azoty (KED), w której we władaniu lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, jakim jest TAURON DYSTRYBUCJA SA, pozostają: autotransformator 220/110 kV o mocy 160 MVA oraz trzy transformatory 110/30/6 kV, o następujących mocach transformacji: 31,5 MVA, 40/40/40 MVA i 40/25/25 MVA.

Stacja Kędzierzyn (KED) stanowi podstawowy punkt zasilający Zakłady Azotowe Kędzierzyn, których sieci pracują na napięciu 30 kV i 6 kV. Wymieniona stacja nie bierze udziału w zasilaniu sieci miejskiej 110 kV. Natomiast zlokalizowana na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle stacja elektroenergetyczna Elektrownia Blachownia (BLA) nie ma bezpośredniego wpływu na pracę sieci na terenie miasta, gdyż transformacja odbywa się na dwie sekcje rozdzielni 110 kV, które zasilają sieć TAURON Dystrybucja GZE S.A., tj. Operatora Systemu Dystrybucyjnego odpowiedzialnego za zasilanie sąsiedniego obszaru na terenie województwa śląskiego. Ponadto w stacji tej zabudowane są transformatory WN i SN zasilające na napięciach wtórnych: 6 kV i 30 kV odbiorców przemysłowych zlokalizowanych na obszarze byłych Zakładów Chemicznych Blachownia oraz sieć elektroenergetyczną PKP ENERGETYKA SA.

Wymieniona stacja elektroenergetyczna Blachownia (BLA) jest własnością PSE OPERATOR SA, podobnie jak następujące obiekty elektroenergetyczne:

- linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Wielopole - Blachownia, Kędzierzyn -Groszowice,
- linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Kędzierzyn - Groszowice,
- linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Łagisza - Blachownia.

Wymienione obiekty infrastruktury NN stanowią elementy Krajowego Systemu Przesyłowego, którego utrzymaniem i eksploatacją zajmuje się PSE Południe S.A., działając na zlecenie Operatora Systemu Przesyłowego.

Zakłady Azotowe Kędzierzyn Spółka Akcyjna są właścicielem Systemu Elektroenergetycznego 110/30/6/0,4 kV zbudowanego do przesyłu energii na poziomie mocy 250 MVA, tj. 150 MVA z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (moc przyłączeniowa 145 MVA) i 100 MVA z zakładowej Elektrociepłowni. Zgodnie z posiadanymi koncesjami:

- nr PEE/83/564/U/OT-6/98/MB z dnia 08.12.1998 r. na dystrybucję energii elektrycznej,
 - nr OEE/84/564/U/OT-6/98/MB z dnia 08.12.1998 r. na obrót energią elektryczną,
- oraz decyzją Prezesa URE nr DPE-4711-1(4)/564/2010/IB z późniejszymi zmianami, dotyczącą nadania uprawnień OSD, wymienione przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do zapewnienia dostaw mocy i energii elektrycznej dla swoich urządzeń produkcyjnych, jak i do przyłączonych do sieci ZAK odbiorców końcowych. Transformatory zasilające wymieniony system zabudowane są w GPZ Kędzierzyn (KED). Ponieważ, dzięki prowadzonym na przestrzeni ostatnich lat inwestycjom i wprowadzaniu nowoczesnych technologii produkcyjnych, nastąpiło zdecydowane obniżenie zapotrzebowania ZAK S.A. na energię elektryczną, w chwili obecnej nie istnieje niebezpieczeństwo przeciążenia wymienionego systemu.

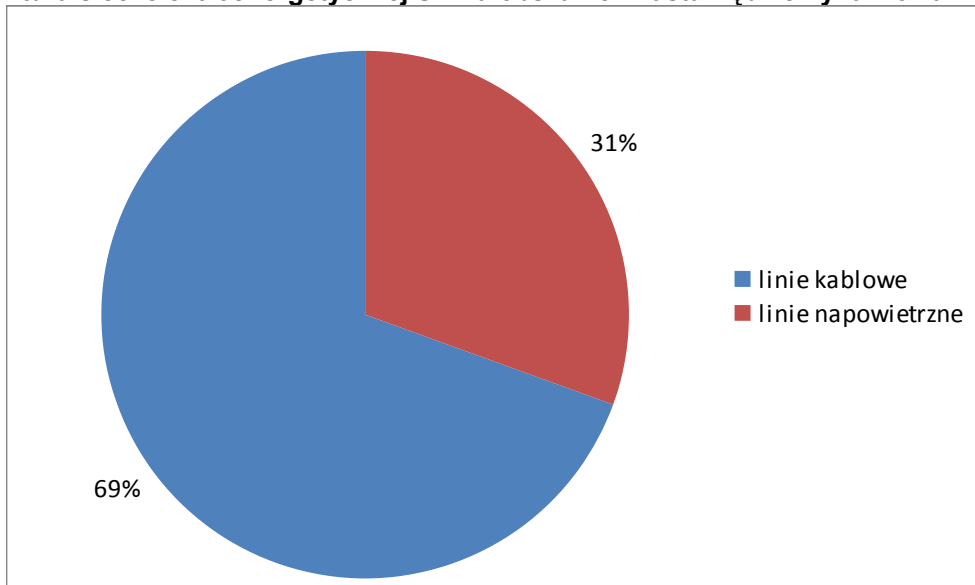
4.3.2. Linie SN i stacje transformatorowe

Sieci średniego napięcia w mieście Kędzierzyn-Koźle pracują na napięciu 15kV. Łączna długość sieci SN należącej do TAURON DYSTRYBUCJA SA w mieście wynosi około 203 km, z czego blisko 70% stanowi sieć w wykonaniu kablowym - 141 km, natomiast 30%, tj. 62 km w wykonaniu napowietrznym (pokrywająca przede wszystkim dzielnice wiejskie). Linie kablowe wykonane są głównie o przekrojach 70 i 120 mm², przy czym można również spotkać na terenie miasta linie

o przekrojach kabli w przedziale od 25 do 240 mm². Linie napowietrzne występują zaś w przekrojach 70 i 120 mm² jako główne ciągi, natomiast odgałęzienia mają przekroje: 25, 35 i 50 mm². Sieć kablowa w dzielnicach centralnych miasta jest wykonana w układzie rozciętych pętli z możliwością drugostronnego zasilania awaryjnego.

W ujęciu graficznym strukturę sieci elektroenergetycznej SN na obszarze miasta Kędzierzyna-Koźła przedstawiono na poniższym wykresie.

Wykres 4-2. Struktura sieci elektroenergetycznej SN na obszarze miasta Kędzierzyna-Koźła.



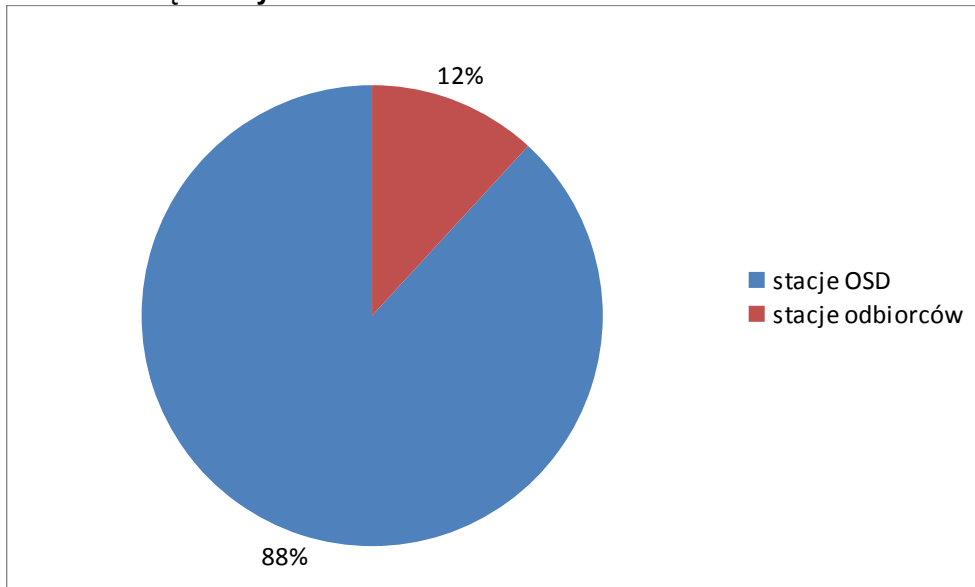
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

Stan techniczny sieci SN TAURON DYSTRYBUCJA SA na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle jest dobry. W sieci elektroenergetycznej SN zasilającej odbiorców w mieście Kędzierzyn-Koźle istnieją rezerwy mocy.

Łączna liczba stacji transformatorowych SN/nN w Kędzierzynie-Koźlu wynosi 245 szt., w tym 216 stacji SN/nN będących własnością TAURON DYSTRYBUCJA SA i 29 stacji będących własnością odbiorców.

W ujęciu graficznym strukturę stacji transformatorowych SN/nN na obszarze zasilania TAURON DYSTRYBUCJA SA w granicach miasta Kędzierzyna-Koźła przedstawiono na poniższym wykresie.

Wykres 4-3. Struktura stacji transformatorowych SN/nN na obszarze zasilania TAURON DYSTRYBUCJA SA w granicach miasta Kędzierzyna-Koźła.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

Ponadto PKP ENERGETYKA SA Oddział w Warszawie - Dystrybucja Energii Elektrycznej Śląski Rejon Dystrybucji eksploatuje na obszarze Kędzierzyna-Koźła linie elektroenergetyczne SN o napięciach roboczych: 6 kV, 15 kV i 30 kV zasilające obiekty położone na terenie kolejowym.

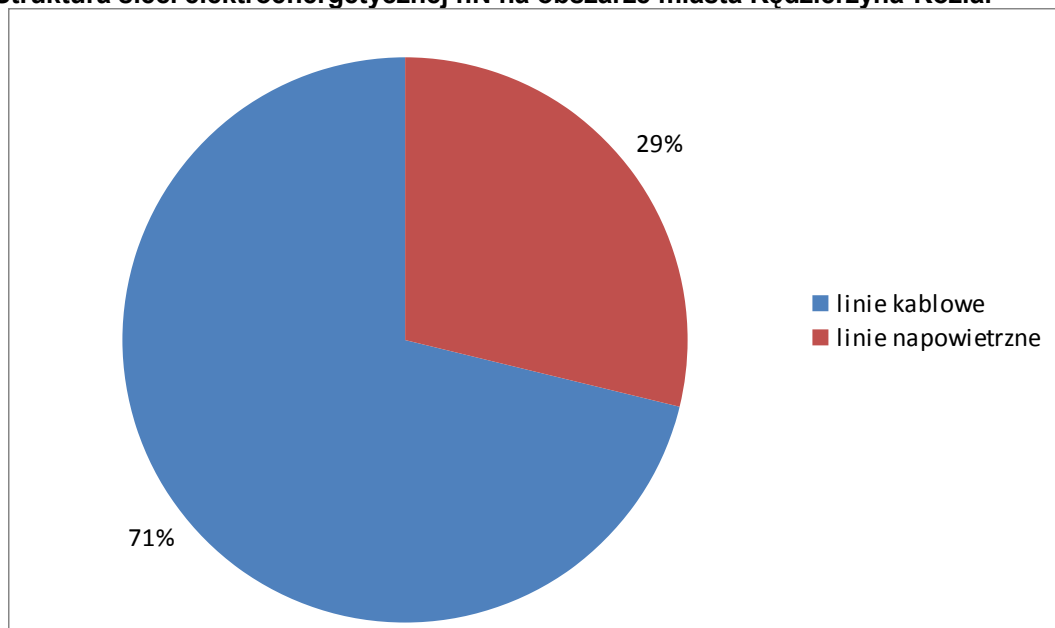
Na obszarze Kędzierzyna-Koźła działalność w zakresie eksploatacji systemu dystrybucyjnego SN prowadzi również spółka PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o., zasilająca w energię elektryczną wyłącznie odbiorców znajdujących się na terenie oraz w najbliższym sąsiedztwie byłych Zakładów Chemicznych Blachownia.

4.3.3. Linie niskiego napięcia

Łączna długość sieci nN TAURON DYSTRYBUCJA SA w mieście wynosi około 389 km, z czego 277 km stanowi sieć w wykonaniu kablowym (głównie w dzielnicach centralnych), natomiast 112 km w wykonaniu napowietrznym (głównie w dzielnicach peryferyjnych). Linie kablowe wykonane są zasadniczo o przekrojach 70, 95 i 120 mm², przy czym można również spotkać na terenie miasta linie o przekrojach kabli w przedziale od 16 do 240 mm². Linie napowietrzne występują zaś w przekrojach 50 i 70 mm², spotykane są również przekroje: 25, 35 i 120 mm².

W ujęciu graficznym strukturę sieci elektroenergetycznej nN na obszarze miasta Kędzierzyna-Koźła przedstawiono na poniższym wykresie.

Wykres 4-4. Struktura sieci elektroenergetycznej nN na obszarze miasta Kędzierzyna-Koźła.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

Stan techniczny sieci nN TAURON DYSTRYBUCJA S.A. na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle jest dobry. W sieci elektroenergetycznej nN zasilającej odbiorców w mieście Kędzierzyn-Koźle istnieją rezerwy mocy.

Ponadto PKP ENERGETYKA S.A. Oddział w Warszawie - Dystrybucja Energii Elektrycznej Śląski Rejon Dystrybucji eksploatuje na obszarze Kędzierzyna-Koźła linie elektroenergetyczne niskiego napięcia zasilające obiekty położone na terenie kolejowym. Odcinki sieci nN eksploatują również pozostali operatorzy systemów dystrybucyjnych na obszarze miasta, tj. ZAK S.A. i PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. zasilający wyłącznie odbiorców na obszarach przemysłowych.

4.4. Jakość i pewność zasilania

Struktura sieci zasilającej WN i SN umożliwia właściwe rezerwowanie urządzeń, co sprzyja osiągnięciu wysokiego poziomu niezawodności pracy i ciągłości zasilania. Zainstalowana w GPZ moc transformacji zapewnia pokrycie bieżącego zapotrzebowania zgodnie z kryterium n-1. Bliskość powiązań sieci dystrybucyjnej z Krajowym Systemem Przesyłowym stwarza korzystne uwarunkowania dla nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej, zaś obecność lokalnych źródeł, jakkolwiek zasilających głównie odbiorców przemysłowych, umożliwia odciążenie lokalnych elementów infrastruktury systemów elektroenergetycznych: przesyłowego i rozdzielczego. Wymienione czynniki stwarzają korzystne uwarunkowania dla bezpieczeństwa zasilania obszaru miasta Kędzierzyn-Koźle w energię elektryczną. Sieć elektroenergetyczna na obszarze rozpatrywanym w niniejszym opracowaniu jest w stanie technicznym ogólnie dobrym i jest eksploatowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i procedurami. Zagrożenia w dostawie energii elektrycznej dla obszaru mogą wynikać przede wszystkim z awarii urządzeń elektroenergetycznych. W związku z powyższym lokalny Operator Systemu Dystrybucyjnego w swoich planach na najbliższe lata przewiduje modernizację urządzeń stosownie do pojawiających się potrzeb.

Na podstawie §41 ust. 3 Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007r., Nr 93, poz. 623 z późn.

zm.) operatorzy systemów dystrybucyjnych zostali zobowiązani do publikacji wskaźników niezawodności zasilania odbiorców. Przedmiotowe wskaźniki dla obszaru zasilania TAURON DYSTRYBUCJA SA oraz PKP Energetyka S.A. za 2011r. kształtowały się następująco:

Tabela 4-3. Wskaźniki niezawodności zasilania w 2011r.

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	TAURON DYSTRYBUCJA SA	PKP ENERGETYKA SA
1.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej (SAIDI - nieplanowane)	min.	231,45	18,70
2.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej z katastrofalnymi (SAIDI – nieplanowane z katastrofalnymi)	min.	234,55	19,92
3.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej długiej i bardzo długiej (SAIDI - planowane)	min.	151,12	8,41
4.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich (SAIFI - nieplanowane)	szt.	3,85	0,12
5.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich z katastrofalnymi (SAIFI - nieplanowane z katastrofalnymi)	szt.	3,87	0,12
6.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw planowych długich i bardzo długich (SAIFI - planowane)	szt.	0,80	0,06
7.	Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)	szt.	3,28	0,03
8.	Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (suma WN, SN i nN)	szt.	4 114 022	43 930

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TAURON DYSTRYBUCJA SA i PKP ENERGETYKA SA

Zapewne ze względu na stosunkowo niedawne uzyskanie decyzji wyznaczających OSD, ZAK SA i PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. nie opublikowały dotychczas wskaźników przerw w zasilaniu. Przy wyznaczaniu wskaźników uwzględniono następujące definicje, znajdujące się w powołanym rozporządzeniu:

- ➔ SAIDI - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- ➔ SAIFI - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- ➔ MAIFI - wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

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

Przerwy planowane są to przerwy wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy nieplanowane to przerwy spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystry-

bucją 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, Krajowy Operator Systemu Dystrybucyjnego na przestrzeni ostatnich lat oferuje wskaźniki czasu trwania i częstości przerw często o rząd wielkości lepsze niż operatorzy lokalni. Należy jednak pamiętać, że PKP ENERGETYKA S.A. obsługuje nieporównanie mniejszą liczbę odbiorców niż więksi lokalni operatorzy systemów dystrybucyjnych, co w obliczeniach statystycznych rodzi określone konsekwencje. Tym niemniej osiąganie takich wskaźników niezawodności, w połączeniu z faktem, że sieć dystrybucyjna PKP ENERGETYKA S.A. przeważnie jest zasilana z sieci lokalnych operatorów systemów dystrybucyjnych dobrze świadczy o jakości operatywnego zarządzania systemem, jak również technicznych możliwościach rezerwowania. Wydaje się zatem, że warto brać pod uwagę zasilanie z sieci PKP ENERGETYKA S.A. w miarę oferowanych przez to przedsiębiorstwo rezerw dystrybucyjnych, zwłaszcza w przypadku realizacji obiektów położonych w sąsiedztwie terenów kolejowych.

4.5. Odbiorcy i zapotrzebowanie energii elektrycznej w mieście

Zapotrzebowanie energii oraz mocy dla miasta Kędzierzyn-Koźle przedstawia poniższa tabela. Przedstawione dane obrazują stan na 2011 r.

Tabela 4-4. Struktura zapotrzebowania energii elektrycznej w Kędzierzynie-Koźlu w 2011 r.

Lp.	Wyszczególnienie	2011r.	
		Ilość [szt.]	Zużycie energii [MWh]
1	Odb. bytowo-komunalni wraz z oświetleniem	26 930	50 888
2	Usługi i zakłady produkcyjne nN	2 499	26 470
3	Przemysł na WN z sieci OSP i OSD	3	1 344 698
4	Przemysł z własnych źródeł	1	95 900
5	Przemysł na SN	64	233 527
6	Ogółem (poz. 1-5)	29 497	1 751 483

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

Z przedstawionego bilansu wynika, że największymi odbiorcami energii elektrycznej w mieście Kędzierzyn-Koźle są zakłady przemysłowe. Największe zapotrzebowanie energii wykazują Zakłady Azotowe Kędzierzyn SA o mocy przyłączeniowej 145 MVA. Zakłady te posiadają własne źródło zasilania, które jest w stanie pokryć ok. 40% zapotrzebowania mocy w szczycie. Zasilanie ZAK SA odbywa się za pomocą linii WN. Tabela poniżej przedstawia zużycie energii elektrycznej w mieście przez odbiorców w rozbiciu na poszczególne napięcia.

Tabela 5-7. Bilans zapotrzebowania na energię elektryczną miasta w podziale napięciowym

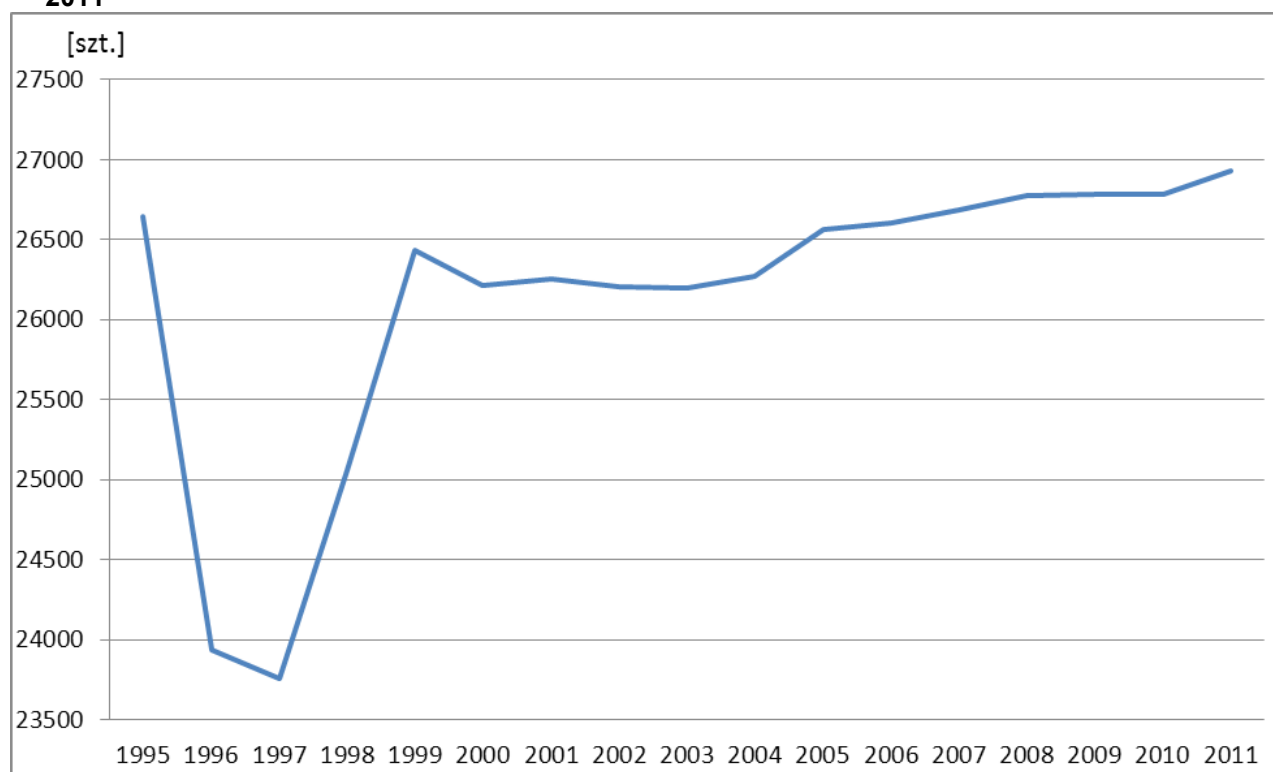
LP	Wyszczególnienie	Energia elektryczna [MWh] za 2011 r.
1	Odbiorcy na WN	1 344 698
2	Odbiorcy na SN	233 527
3	Odbiorcy na nn	77 358
4	Odbiorcy przemysłowi zasilani z własnych źródeł	95 900
5	Ogółem (poz. 1-4)	1 751 483

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD

Spółka PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. zasila w energię elektryczną wyłącznie odbiorców znajdujących się na terenie oraz w najbliższym sąsiedztwie byłych Zakładów Chemicznych Blachownia, którzy kupują energię elektryczną na napięciu średnim (6kV) oraz niskim (0,4 i 0,5 kV). Na średnim napięciu zasilanych jest łącznie trzynastu odbiorców, zaś na napięciu niskim zasilanych jest łącznie 49 odbiorców. Całkowite zapotrzebowanie ma moc w roku 2011 wynosiło 8,7 MW, a roczny pobór energii elektrycznej wynosił 63 000 MWh (w tym potrzeby własne PCC Energetyki Blachownia).

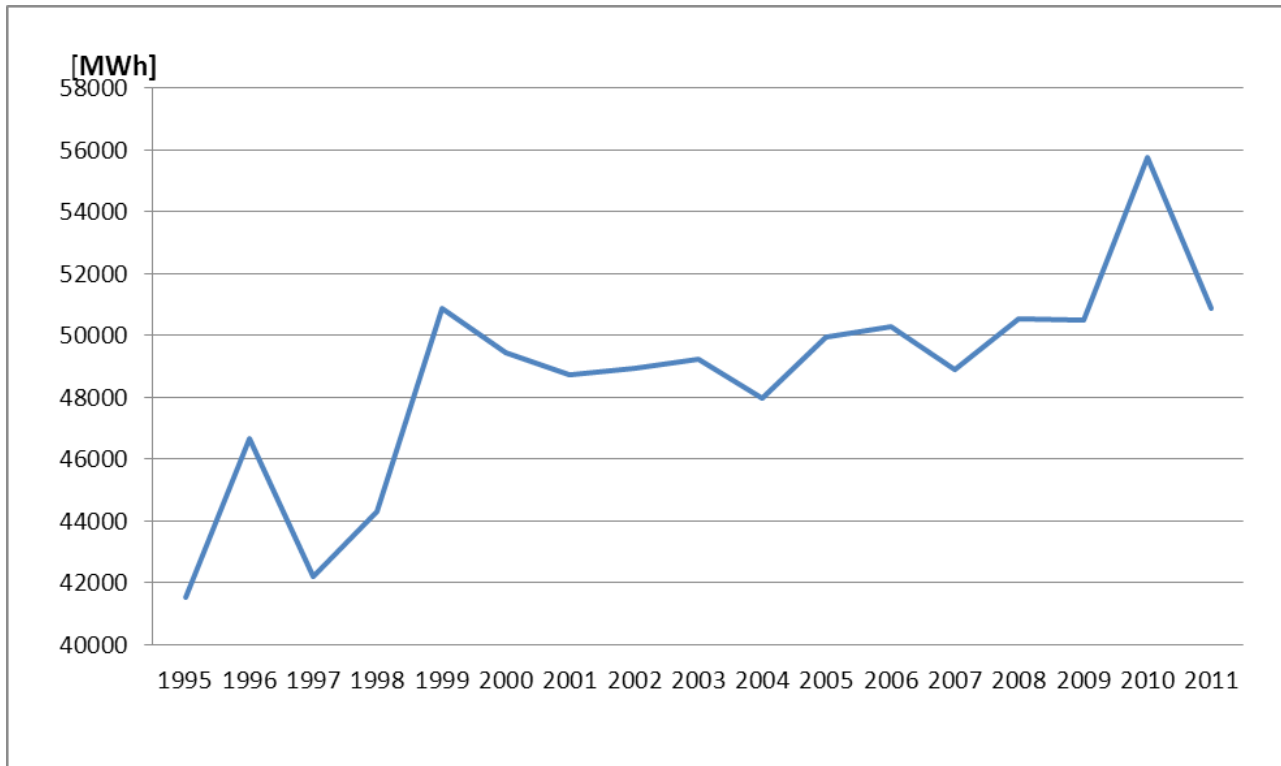
Ważną grupę odbiorców z punktu widzenia Miasta stanowią gospodarstwa domowe. Charakterystykę tej grupy odbiorców przedstawiono na kolejnych wykresach.

Wykres 4-5. Ilość odbiorców energii elektrycznej w taryfie G na obszarze Kędzierzyna-Koźła, w latach 1995-2011



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Wykres 4-6. Zużycie energii elektrycznej przez odbiorców w taryfie G na obszarze Kędzierzyna-Koźła, w latach 1995-2011



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

4.6. Plany inwestycyjne, prognozy rozwoju

Odnosnie systemu NN, zgodnie z zapisem w planach rozwoju krajowej sieci przesyłowej, przewiduje się na terenie gminy Kędzierzyn-Koźle budowę dwutorowej linii elektroenergetycznej 400 kV relacji Blachownia - Dobrzeń, Blachownia - Wielopole. Dla planowanej linii 400 kV pas technologiczny wynosi 70 metrów. Dodatkowo przewiduje się demontaż odcinków linii 220 kV Blachownia - Wielopole i Blachownia - Łagisza oraz budowę nowych odcinków linii 220 kV i 110 kV w rejonie nowej stacji 220/110 kV Blachownia. W związku z powyższym Operator Systemu Przesyłowego zwraca uwagę, że sposób zagospodarowania terenów pod ww. liniami i w ich pobliżu powinien uwzględniać wymogi określone w następujących przepisach:

- rozporządzenie w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. z 2003r., Nr 192, poz.1883),
- rozporządzenie w sprawie dopuszczalnych wartości hałasu w środowisku (Dz. U. z 2007r., Nr 120, poz. 826),
- PN-EN 50341 Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV.

W pasie technologicznym o szerokości 70 metrów dla planowanej linii 400 kV (po 35 metrów z każdej strony od osi linii mierząc poziomo i prostopadłe do osi) oraz 50 metrów dla istniejących linii 220 kV (po 25 metrów z każdej strony od osi linii mierząc poziomo i prostopadłe do osi) nie należy budować budynków mieszkalnych i lokalizować terenów przeznaczonych na stały pobyt ludzi. Warunki lokalizacji w przedmiotowej strefie pozostałych obiektów budowlanych wymagają każdorazowego, indywidualnego uzgodnienia z PSE - Południe S.A. Wszelkie zmiany w kwalifikacji terenu w obrębie pasa technologicznego linii i w jego najbliższym sąsiedztwie powinny być zaopinio-

wane przez PSE - Południe S.A. Zalesienia terenów rolnych w pasie technologicznym linii mogą być przeprowadzone wyłącznie w uzgodnieniu z PSE - Południe S.A.

Zamierzenia inwestycyjne TAURON Dystrybucja SA na najbliższe lata obejmują:

- Modernizację GPZ Koźle.
- Modernizację linii 110kV relacji:
 - ◆ Blachownia - Łabędy, Blachownia - Huta Łabędy,
 - ◆ Kędzierzyn - Kuźnia Raciborska,
 - ◆ Blachownia - Ceglana, Blachownia - Chemik - Polska Cerekiew,
 - ◆ Blachownia - Kędzierzyn.
- Modernizację sieci kablowej nN Kędzierzyn Koszykowa.
- Modernizację ciągu liniowego 15kV GPZ Koźle - Kuźnia Raciborska.
- Modernizację ciągu liniowego 15kV GPZ Chemik - Lenartowice.
- Modernizację sieci kablowej nN Kędzierzyn NDM.
- Modernizację sieci kablowej nN Blachownia.
- Modernizację sieci nN Kędzierzyn Pogorzelec.
- Modernizację sieci nN Miejsce Kłodnickie.

Wymieniony Operator Systemu Dystrybucyjnego zakłada, że w najbliższych latach względny roczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną będzie się mieścić w granicach od 0,5% do 1%.

Ze względu na zdecydowane obniżenie ilości energii elektrycznej dystrybuowanej przez sieć Zakładów Azotowych Kędzierzyn SA w najbliższych latach nie istnieje potrzeba rozbudowy eksploatowanego przez wymienionego OSD systemu elektroenergetycznego. Podstawowym zadaniem operatora jest zatem utrzymanie zdolności przesyłowych na istniejącym poziomie, co niewątpliwie zapewni zaspokojenie obecnych i przyszłych potrzeb w zakresie dostaw energii elektrycznej.

W związku, z powyższym planowane działania polegają na:

- eksploatacji systemu elektroenergetycznego zgodnie z Instrukcją RiESD,
- modernizacji istniejących elementów sieci,
- wymianie maszyn,
- bieżących remontach.

Aktualny plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. został przesłany Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia w dniu 29.02.2012r. Do chwili obecnej trwają prace nad jego zatwierdzeniem.

Rynkowy zakup energii

Podstawowym założeniem funkcjonowania sektora energetycznego w naszym kraju, jest samofinansowanie się i rynkowość dostaw energii. Gmina, jako odbiorca energii i przedstawiciel odbiorców lokalnych, ma obowiązek i prawo organizować ich zaopatrzenie, korzystając z dostępnych mechanizmów rynkowych. Skorzystanie przez Miasto z wolnego dostępu do rynku energii i zoptymalizowanie handlowe i techniczne jej dostaw w pierwszej kolejności dla obiektów gminnych i oświetlenia ulicznego, a docelowo również dla mieszkańców, winno stać się jedną ze składowych zakresu działania samorządu. Uwolnienie rynku nakłada na gminę obowiązek, zgodnie z ustawą o zamówieniach publicznych, zamawiania energii na drodze przetargu. Ewentualne korzyści dla gminy, które są do uzyskania przy rynkowym zakupie energii na potrzeby np. oświetlenia ulicznego czy obiektów użyteczności publicznej, są do uzyskania pod warunkiem, że będzie ona dysponowała wiedzą: jak i co zamówić.

5. System zaopatrzenia w gaz ziemny

5.1. Wprowadzenie

Na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle funkcjonuje system zaopatrzenia odbiorców w gaz ziemny wysokometanowy rozprowadzany przez:

- Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. - Oddział w Świerklanach - w zakresie sieci wysokiego ciśnienia oraz stacji redukcyjno-pomiarowych I-go stopnia;
- Górnośląską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. - Oddział Zakład Gazowniczy w Opolu - w zakresie sieci gazowych wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz stacji redukcyjno-pomiarowych I-go i II-go stopnia.

Informacje nt. istniejącego na terenie Kędzierzyna-Koźla systemu zaopatrzenia w paliwa gazowe sieciowe oparta została na informacjach uzyskanych od:

- OGP GAZ-SYSTEM S.A. w Warszawie,
- GSG sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Opolu,
- PGNiG S.A. Górnośląski Oddział Obrotu Gazem - Gazownia Opolska.

Poniżej przedstawiono ogólne charakterystyki ww. przedsiębiorstw.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. powstał 16 kwietnia 2004 roku jako PGNiG-Przesył Sp. z o.o. - 100% udziałów w Spółce objęło Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. W dniu 30 czerwca 2004r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił GAZ-SYSTEM S.A. koncesji na przesyłanie i dystrybucję gazu na lata 2004-2014, a w dniu 23.08.2010r. przedłużył koncesję na przesyłanie paliw gazowych do dnia 31 grudnia 2030r. Dnia 1 lipca 2005 roku Prezes URE wydał decyzję, na mocy której firma uzyskała status operatora systemu przesyłowego na okres jednego roku.

W dniu 18 września 2006r. 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 Urzędu Regulacji Energetyki podjął decyzję w tej sprawie 18.12.2006r. i wyznaczył GAZ-SYSTEM S.A. operatorem gazowego systemu przesyłowego do 1 lipca 2014r. Z dniem 13.10.2010r. GAZ-SYSTEM S.A. został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego do końca roku 2030.

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. w Zabrze jest kontynuatorem działania Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Sp. z o.o. powstałego 29.06.2007r. w wyniku realizacji obowiązujących od 3 maja 2005 r. zapisów ustawy Prawo energetyczne wprowadzającej postanowienia Dyrektywy nr 2003/55/EC Parlamentu Europejskiego, tj. organizacyjne i prawne rozdzielenie działalności technicznego przesyłu gazu od jego sprzedaży (obrotu).

Działalność Spółki jako przedsiębiorstwa energetycznego podlega koncesjonowaniu i regulacji w zakresie wskazanym w ustawie Prawo energetyczne i zajmuje się świadczeniem usług dystrybucji gazu oraz operatorstwem sieci gazowych. Wchodzi w skład Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG), stanowiąc samodzielny podmiot prawa handlowego.

W jego skład wchodzi Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrzu i Oddział Zakład Gazowniczy w Opolu.

Sprzedają (obrotem) gazu ziemnego na terenie działania GSG sp. z o.o. zajmuje się **PGNiG S.A.-Górnośląski Oddział Obrotu Gazem Gazownia Opolska.**

5.2. Charakterystyka systemu gazowniczego

5.2.1. System źródłowy

Kędzierzyn-Koźle zaopatrywany jest w gaz ziemny wysokometanowy grupy E z krajowego systemu przesyłu gazu, którego eksploatatorem jest Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

Miasto zaopatrywane jest w gaz ziemny z systemu krajowego poprzez gazociągi wysokiego ciśnienia:

- relacji Zdieszowice - Kędzierzyn - DN500 / 6,3MPa o długości 10,7 km, wybudowany/remontowany w latach 1999/2008;
- relacji Tworóg - Kędzierzyn - DN400/500 / 6,3MPa o długości 12,2/0,4 km, wybudowany w latach 1975/2007;
- relacji Szobiszowice - Kędzierzyn - DN500/400/250 / 1,6MPa o długości 6,3/6,2/0,7 km, wybudowany w latach 1983/1984/1991;
- relacji Zdieszowice - Kędzierzyn - odgałęzienie do stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia (SRP I st.) Kędzierzyn-Koźle os. Blachowania - DN100 / 6,3MPa o długości ok. 0,34 km, wybudowany w roku 2004;
- relacji Zdieszowice - Kędzierzyn - odgałęzienie do SRP I st. Kędzierzyn-Koźle Azoty - DN100 / 6,3MPa o długości ok. 1,1 km, wybudowany w roku 2007;
- relacji Tworóg - Kędzierzyn - odgałęzienie do SRP I st. Sławięcice - DN80 / 6,3MPa o długości ok. 2,6 km, wybudowany w roku 1991;
- relacji Szobiszowice - Kędzierzyn - odgałęzienie do SRP I st. Kędzierzyn-Koźle os. Piastów - DN200/150 / 1,6MPa o długości ok. 0,7/0,3 km, wybudowany w roku 1983.

W poniższej tabeli zestawiono zlokalizowane na terenie miasta eksploatowane przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. obiekty systemu przesyłowego.

Tabela 5-1. Stacje gazowe I stopnia i inne obiekty systemu przesyłowego

Nazwa	Lokalizacja	Przepustowość Nm ³ /h	Rok budowy
SRP I st. Kędzierzyn os. Blachownia	m. Kędzierzyn - Os. Blachownia	6 000	1983
SRP I st. Kędzierzyn Azoty	m. Kędzierzyn - Zakłady Azotowe	1 600	2007
SRP I st. Kędzierzyn os. Piastów	m. Kędzierzyn - Osiedle Piastów	12 000	2007
SRP I st. Sławięcice	miejsowość Sławięcice	3 200	1991
Węzeł Kędzierzyn Główna	miasto Kędzierzyn	25 000	1991
SP Kędzierzyn-Koźle ZAK (własność ZAK S.A.)	miasto Kędzierzyn	-	1975/1998

OGP GAZ-SYSTEM S.A. posiada Plan rozwoju na okres od 1 maja 2009 do 30 kwietnia 2014 roku zatwierdzony przez Urząd Regulacji Energetyki, który zakłada realizację następujących zadań inwestycyjnych na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle:

- modernizacja gazociągu DN200/150 PN 1,6MPa relacji Szobiszowice-Kędzierzyn - odgałęzienie do SRP Kędzierzyn os. Piastów,
- w trakcie opracowywania jest Studium wykonalności dla zadania pt. „Przyłączenie do sieci przesyłowej urządzeń i instalacji gazowych Elektrowni Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu”,

→ w trakcie opracowywania jest „Analiza możliwości rozwoju systemu przesyłowego - gazociąg Korytarz Północ-Południe”.

W przypadku pojawienia się nowych odbiorców gazu z sieci przesyłowej wysokiego ciśnienia, OGP GAZ-SYSTEM zaznacza, że warunki przyłączenia i odbioru gazu uzgadniane będą pomiędzy stronami i zależą od uwarunkowań technicznych i ekonomicznych uzasadniających rozbudowę sieci przesyłowej.

5.2.2. System dystrybucyjny gazu

Przedsiębiorstwo dystrybucyjne Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Zabrze Oddział Zakład Gazowniczy w Opolu eksploatuje na terenie Kędzierzyna-Koźła własne gazociągi dystrybucyjne niskiego, średniego i podwyższonego średniego (gaz koksowniczy) ciśnienia. Wg stanu na koniec roku 2011 GSG posiada na terenie miasta ok. 181 km sieci gazowych - w tym:

- podwyższonego średniego ciśnienia - 18 558 m,
- średniego ciśnienia - 54 591 m,
- niskiego ciśnienia - 107 660 m.

Gazociągi wykonane są głównie z rur stalowych (133 126 m - ok. 74%), a pozostałe w technologii PE - 47 683 m.

Struktura wiekowa sieci przedstawia się następująco:

- z lat 2006-2011 - 23 360 m (13% całkowitej długości sieci),
- z lat 2000-2005 - 19 798 m (11%),
- z lat 1994-1999 - 19 682 m (11%),
- z lat 1988-1993 - 33 362 m (19%),
- z lat 1982-1987 - 31 366 m (17%),
- z lat 1976-1981 - 39 995 m (22%),
- sprzed 1976 r.: - 13 246 m (7%).

W tabeli zamieszczonej poniżej zestawiono przyrosty długości sieci gazowej ogółem, na poszczególnych ciśnieniach oraz ze względu na technologię wykonania, w ostatnich 10 latach.

Tabela 5-2. Przyrosty sieci gazowej w Kędzierzynie-Koźlu [m]

Rok	Ogółem	Ciśnienie			Materiał	
		niskie	średnie	podwyższone średnie	stal	PE
2011	2 393	1 976	187	230	230	2 163
2010	1 507	327	1 180		11	1 496
2009	4 280	2 743	1 537			4 280
2008	6 492	1 059	5 433			6 492
2007	7 367		3 585	3 782	3 782	3 585
2006	1 319	1 319				1 319
2005	10 189	874	9 315			10 189
2004	2 600	1 386	14	1 200	1 200	1 400
2003	4 464	896	3 568			4 464
2002	1 323	215	1 108			1 323

Źródło: GSG Sp. z o.o. Oddz. Z-d Opole

Gazociąg średniego podwyższonego ciśnienia DN 500/400/250 dostarcza gaz koksowniczy ze Zdzieszowic do obiektów na terenie miasta (na potrzeby przemysłowe do zakładów zlokalizowanych na terenie byłych Zakładów Chemicznych „Blachownia”, Zakładów Azotowych „Kędzierzyn” S.A. oraz do Elektrowni Blachownia - TAURON Wytwarzanie S.A.).

W poniższej tabeli zestawiono zlokalizowane na terenie miasta eksploatowane przez GSG Sp. z o.o. obiekty systemu dystrybucyjnego.

Tabela 5-3. Stacje gazowe systemu dystrybucyjnego

Nazwa	Lokalizacja	Przepustowość nm ³ /h	Rodzaj
Kuźniczki	ul. Grunwaldzka	1 600	red.-pom.
Wały	ul. Dunikowskiego	1 600	red.-pom.
Rozdzielnia	ul. Grunwaldzka	6 000	red.-pom.
Młyńska	ul. Młyńska	3 200	red.-pom.
Gazowa	ul. Gazowa	6 000	red.-pom.
Szpital	ul. Roosevelta	115	red.-pom.
Berger	ul. Przyjaźni	400	red.-pom.
MZEC	ul. Piastowska	1 500	pomiar.
Wytwórnia Mas Bitumicznych	ul. Główna	1 500	pomiar.
24 Kwietnia	ul. 24 Kwietnia	200	red.-pom.

Źródło: GSG Sp. z o.o. Oddz. Z-d Opole

Sieci i stacje gazowe na terenie miasta są wg opinii operatora w dobrym stanie technicznym. GSG na bieżąco realizuje prace związane z remontami i modernizacjami na elementach systemu dystrybucyjnego. Aktualnie przyłączanie nowych odbiorców do sieci gazowej GSG odbywa się sukcesywnie, a decyzje o doprowadzeniu sieci gazowej są podejmowane w oparciu o rachunek ekonomiczny inwestycji.

Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddz. Z-d Gazowniczy w Opolu planuje w 2013r.:

→ modernizację:

- ◆ sieci gazowej w ul.: Krzywej i Tuwima,
- ◆ gazociągu pod wiaduktem (łącznik ul. Jana Pawła II z ul. Kozielską);

→ budowę:

- ◆ gazociągu średniego ciśnienia DN110 PE o dł. ok. 1 300 mb. - od ul. Przyjaźni do dzielnicy Lenartowice,
- ◆ gazociągu średniego ciśnienia DN160 PE o dł. ok. 4 000 mb. - od SRP ul. Młyńska do miejscowości Brzeźce (w gminie Bierawa).

5.3. Odbiorcy i zużycie gazu

5.3.1. Gaz ziemny

Sprzedaż Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. Górnośląskiego Oddziału Obrotu Gazem w Zabrze - Gazowni Opolskiej na teren miasta Kędzierzyn-Koźle kształtuje się w ostatnich latach średniorocznie na poziomie 12,8 mln m³.

Najliczniejszą grupę odbiorców w 2011r. stanowiły gospodarstwa domowe - 98%, następnie usługi - 1%, handel - 0,6% oraz przemysł - 0,4%.

Pod względem zużycia gazu ziemnego w chwili obecnej gospodarstwa domowe są najpoważniejszym odbiorcą, zużywając w 2011r. ok. 6,7 mln m³ gazu, co stanowi 56,2% całkowitej rocznej sprzedaży GOOG Gazownia Opolska na teren gminy. Na drugim miejscu plasuje się przemysł - prawie 3,2 mln m³ (26,9% całkowitej sprzedaży), a następnie odbiorcy ze sfery usług - ok. 1,5 mln m³ (12,9%) oraz handel (ok. 0,5 mln m³ - 4%).

W tabelach poniżej przedstawiono odpowiednio liczbę odbiorców gazu i wielkość sprzedaży gazu ziemnego na terenie miasta w latach 2007-2011 oraz pokazano na wykresie skalę i strukturę zmian ilości odbiorców gazu i wielkości jego zużycia w tych latach.

Tabela 5-4. Liczba odbiorców gazu PGNiG w latach 2007-11 na terenie Kędzierzyna-Koźła

Rok	Gospodarstwa domowe	Przemysł	Handel	Usługi	Pozostali	Razem
2007	19 655	63	95	216		20 029
2008	19 649	61	97	215		20 022
2009	19 640	65	107	202		20 014
2010	19 602	69	112	208	1	19 992
2011	19 567	75	115	208	1	19 966

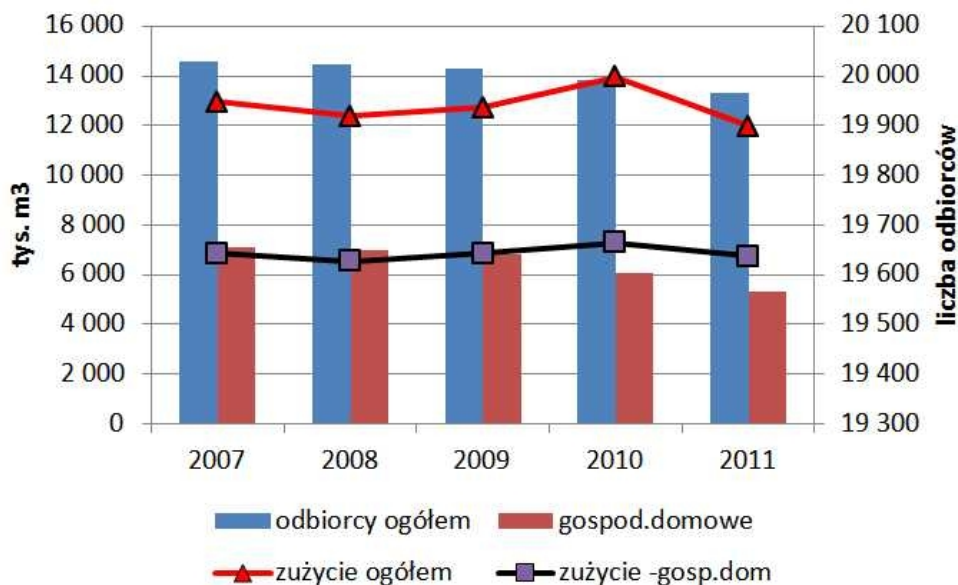
Źródło: PGNiG SA – GOOG -Gazownia Opolska

Tabela 5-5. Sprzedaż gazu PGNiG w latach 2007-11 na terenie Kędzierzyna-Koźła [tys. m³]

Rok	Gospodarstwa domowe	Przemysł	Handel	Usługi	Pozostali	Razem
2007	6 857,9	4 302,5	314,6	1 486,6		12 961,6
2008	6 552,2	3 945,6	386,4	1 493,8		12 378,0
2009	6 867,3	3 839,6	460,3	1 555,0		12 722,2
2010	7 301,2	4 384,3	539,8	1 724,4	3,8	13 953,5
2011	6 732,0	3 218,5	474,6	1 548,2	3,0	11 976,3

Źródło: PGNiG SA – GOOG -Gazownia Opolska

Wykres 5-1. Struktura zmian odbiorców gazu ogółem i poziomu zużycia w latach 2007-2011



Przedstawione dane dotyczące liczby odbiorców gazu wskazują na niewielki, ale zauważalny spadek liczby użytkowników gazu w największej grupie jego konsumentów, tj. w gospodarstwach domowych. Średnie roczne zużycie gazu w mieście utrzymywało się w granicach 12÷14 mln m³. W roku 2011 obserwuje się spadek zużycia gazu we wszystkich grupach odbiorców.

5.3.2. Gaz koksowniczy

Podmioty gospodarcze zlokalizowane w rejonie Elektrowni „Blachownia” oraz Zakładów Azotowych „Kędzierzyn” S.A. wykorzystują na potrzeby swojej działalności gaz koksowniczy dostarczany gazociągiem GSG z zakładu koksowniczego w Zdzeszowicach.

Do największych odbiorców przedmiotowego gazu należą Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A. (ok. 5 000 m³/h - ok. 30 mln m³ rocznie) oraz Elektrownia „Blachownia” (TAURON Wytwarzanie S.A.) zużywająca gaz koksowniczy do spalania w kotłach energetycznych.

5.4. Ocena stanu systemu gazowniczego

Z uwagi na to, że system gazowniczy jest systemem ogólnokrajowym, ocena bezpieczeństwa zasilania miasta zależy w dużym stopniu od bezpieczeństwa krajowego w zakresie dostaw gazu przewodowego. System dosyłu gazu ziemnego do obszaru posiada rezerwy przepustowości, które są w stanie zaspokoić przyszłościowe zapotrzebowanie na gaz przewodowy przez odbiorców z terenu miasta.

Teren miasta Kędzierzyn-Koźle jest częściowo uzbrojony w sieci gazowe. Na jego terenie występują jeszcze miejscowości w ogóle nie zgazyfikowane - Cisowa, Lenartowice, Miejsce Kłodnickie oraz w części Kłodnica i Rogi.

Zasilanie odbiorców odbywa się poprzez stacje redukcyjno-pomiarowe I-go i II-go stopnia, dysponujące znacznymi rezerwami przepustowości, pozwalającymi na zapewnienie stabilności dostaw gazu, zarówno w kategorii indywidualnego poboru gazu, jak i dla potrzeb przemysłowych czy produkcyjnych, na zgazyfikowanym obszarze gminy.

GSG sp. z o.o. na bieżąco podejmuje działania w celu zapewnienia dostaw gazu dla zgłaszanych nowych odbiorców, jak również utrzymania ciągłości jego dostaw oraz bezpieczeństwa eksploatacji systemu.

Gaz ziemny sieciowy stanowi najczęściej podstawowe paliwo dla lokalnych układów kogeneracyjnych (lub trigeneracyjnych), których rozwój na terenie miasta może być podstawą dywersyfikacji układu zasilania odbiorców.

6. Analiza porównawcza cen energii i jej nośników

Taryfy ujęte w niniejszym rozdziale obowiązują na dzień 1 sierpnia 2012 roku.

6.1. Taryfy dla ciepła

Na obszarze objętym niniejszym opracowaniem koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepła prowadzi Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu. Przedsiębiorstwo posiada taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 16 maja 2012 roku nr OWR-4210-23/2012/77/IX-B/AŁ.

Ciepło dostarczane jest z:

- EC ZAK S.A. sieciami ciepłowniczymi MZEC (nr 1 i 3) do odbiorców:
 - ◆ na Osiedlach: Piastów, Wschód, Śródmieście, Pogorzelec i Leśna;
 - ◆ na Osiedlach: Azoty i Zacisze;
- kotłowni K-41 (ul. Piastowska) siecią ciepłowniczą MZEC (nr 2) do odbiorców w dzielnicy Koźle;
- kotłowni K-11 (ul. Tuwima) sieciami ciepłowniczymi MZEC (nr 5) do odbiorców os. Blachownia;
- lokalnych źródeł ciepła opalanych gazem.

Ponadto koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepła na terenie gminy Kędzierzyn-Koźle prowadzi PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. z Kędzierzyna-Koźla. Spółka od 1 lipca 2012 roku zasila w energię ciepłą wyłącznie spółki znajdujące się na terenie byłych Zakładów Chemicznych Blachownia, łącznie 15 odbiorców. Spółka nie posiada własnych źródeł ciepła. Jedynym wytwórcą ciepła dla PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. jest TAURON Wytwarzanie S.A. z siedzibą w Katowicach, prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła. Z powodu małego zapotrzebowania na energię ciepłą do dnia 1 sierpnia 2013 roku spółka planuje zakończyć działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem.

Tabela 6-1 podaje zestawienie składników taryfowych za wytwarzanie ciepła i jego przesył dla poszczególnych grup taryfowych. W tabeli, w celu późniejszego porównania kosztów ciepła z innych miast o podobnej charakterystyce, 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 7 000 GJ;
- nie uwzględniono ceny nośnika ciepła.

Dla zobrazowania poziomu kosztów ciepła ponoszonych przez odbiorcę za ogrzewanie pomieszczeń - w poniższych tabelach zestawiono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z wybranych, porównywalnych systemów ciepłowniczych w Polsce.

Dla tych zestawień koszt ciepła został obliczony wg zasad omówionych powyżej i przy założeniu, że odbiorcy zaopatrywani są w ciepło w postaci ciepłej wody siecią ciepłowniczą sprzedawcy, do węzła cieplnego należącego do odbiorcy, czyli na „wysokim parametrze”. Wartości w tabelach zestawiono rosnąco wg uśrednionego kosztu w źródle, za usługi przesyłowe i kosztu łącznie u odbiorcy. Wyniki analizy przedstawiono w tabelach 6-2 do 6-4. Wartości w tabelach zawierają podatki od towarów i usług VAT w wysokości 23%.



Tabela 6-1. Wyciąg z taryfy dla ciepła MZEC Sp. z o.o. (w cenach brutto) dla miasta Kędzierzyn-Koźle

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		
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ
Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu.	lokalne źródła ciepła opalane gazem	A/LG	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z lokalnych źródeł ciepła opalanych gazem	262 213,91	70,58	108,04	-	-	-	-
	EC ZAK S.A.	B1	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 1	95 360,89	26,04	39,66	24 728,78	10,59	14,12	53,79
	EC ZAK S.A.	Ci1	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 1 i węzłów indywidualnych sprzedawcy	95 360,89	26,04	39,66	43 121,11	15,55	21,71	61,37
	EC ZAK S.A.	Cgr1	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 1 i węzłów grupowych sprzedawcy oraz zewnętrznych instalacji odbiorczych odbiorcy	95 360,89	26,04	39,66	39 309,03	13,97	19,59	59,25
	EC ZAK S.A.	D1	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 1, węzłów grupowych i zewnętrznych instalacji odbiorczych sprzedawcy	95 360,89	26,04	39,66	46 969,10	16,04	22,75	62,41
	Ciepłownia przy ul. Piastowskiej	B2	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z ciepłowni przy ul. Piastowskiej, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 2	105 568,54	63,14	78,22	17 363,82	8,28	10,76	88,98
	Ciepłownia przy ul. Piastowskiej	Ci2	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z ciepłowni przy ul. Piastowskiej, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 2 i węzłów indywidualnych sprzedawcy	105 568,54	63,14	78,22	24 028,62	8,86	12,29	90,51
	Ciepłownia przy ul. Piastowskiej	Cgr2	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z ciepłowni przy ul. Piastowskiej, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 2 i węzłów grupowych sprzedawcy	105 568,54	63,14	78,22	24 897,89	9,27	12,83	91,05
	Ciepłownia przy ul. Piastowskiej	D2	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z ciepłowni przy ul. Piastowskiej, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 2, węzłów grupowych i zewnętrznych instalacji odbiorczych sprzedawcy	105 568,54	63,14	78,22	32 089,21	11,94	16,53	94,74



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/GJ	zł/GJ	
						zł/MW/rok	zł/GJ			
	EC ZAK S.A.	B3	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 3	95 360,89	26,04	39,66	14 071,05	5,02	7,03	46,69
	EC ZAK S.A.	Ci3	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 3 i węzłów indywidualnych sprzedawcy	95 360,89	26,04	39,66	33 830,36	12,74	17,58	57,24
	EC ZAK S.A.	Cgr3	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 3 i węzłów grupowych sprzedawcy oraz zewnętrznych instalacji odbiorczych odbiorcy	95 360,89	26,04	39,66	35 398,07	9,59	14,65	54,31
	EC ZAK S.A.	D3	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 3, węzłów grupowych i zewnętrznych instalacji odbiorczych sprzedawcy	95 360,89	26,04	39,66	38 918,36	15,92	21,48	61,14
	EC ZAK S.A.	Ci3i	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z elektrociepłowni ZAK S.A., za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 3, węzłów indywidualnych sprzedawcy i rozliczane według liczników ciepła zainstalowanych w węźle cieplnym po stronie niskich parametrów	95 360,89	26,04	39,66	33 830,36	14,05	18,88	58,54
	Kotłownia ECO przy ul. Portowej*	Ci4	Odbiorcy, którym ciepło dostarczane jest z kotłowni Energetyki Ciepłej Opolszczyzny przy ul. Portowej, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 4 i węzłów indywidualnych sprzedawcy	108 446,42	49,43	64,93	42 127,54	17,49	23,51	88,43
	Kotłownia K-11 ul. Tuwima	D5	Odbiorcy, którym ciepło dostarczone jest z kotłowni przy ul. Tuwima, opalanej gazem, za pośrednictwem sieci ciepłowniczej nr 5	87 434,76	69,88	82,37	39 943,12	14,48	20,18	102,55

Uwaga - od maja 2012r. sieci ciepłownicze zasilane z kotłowni ECO zostały wyłączone z eksploatacji w związku z wypowiedzeniem umowy na dostawę ciepła przez wytwórcę.

Tabela 6-2. Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu ciepła w źródle

Miasto	Źródło	Uśredniony koszt w źródle
		[zł/GJ]
Nysa	Ciepłownia przy ul. Jagiellońskiej	34,71
Kędzierzyn-Koźle	EC ZAK S.A.	39,66
Gliwice	Ciepłownia Gliwice	47,42
Opole	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.	47,46
Brzeg	Kotłownia przy ul. Ciepłowniczej w Brzegu	50,80
Kędzierzyn-Koźle	Kotłownia gazowa przy ul. Piastowskiej	78,22
Kędzierzyn-Koźle	Kotłownia gazowa przy ul. Tuwima	82,37
Głogów	Kotłownia gazowa przy ul. Obrońców Pokoju	83,49
Namysłów	Kotłownia gazowa przy ul. Staromiejskiej	83,66
Tczew	Kotłownia gazowa przy ul. Ceglarskiej	91,31
Bolesławiec, Jelenia Góra, Świętoszów, Świdnica, Wrocław	Zespół kotłowni gazowych	95,63
Praszka	Zespół kotłowni gazowych	106,02
Pieszycy	Kotłownia gazowa przy ul. Ogrodowej	107,11

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła

Tabela 6-3. Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu ciepła za przesył

Miasto	Przedsiębiorstwo energetyczne / Źródło	Uśredniony koszt za przesył
		[zł/GJ]
Bolesławiec, Jelenia Góra, Świętoszów, Świdnica, Wrocław	ZZN WAM Sp. z o.o. / Zespół kotłowni gazowych	-
Głogów	ZZN WAM Sp. z o.o. / Kotłownia gazowa przy ul. Obrońców Pokoju	-
Namysłów	ZEC Namysłów Sp. z o.o. / Kotłownia gazowa przy ul. Staromiejskiej	-
Pieszycy	SM w Bielawie / Kotłownia gazowa przy ul. Ogrodowej	-
Praszka	ENERGIA Praszka Sp. z o.o. / Zespół kotłowni gazowych	-
Nysa	„NEC - Nysa” Sp. z o.o. / Ciepłownia przy ul. Jagiellońskiej	7,75
Kędzierzyn-Koźle	MZEC Sp. z o.o. / Kotłownia przy ul. Piastowskiej	10,76
Kędzierzyn-Koźle	MZEC Sp. z o.o. / EC ZAK S.A.	14,12
Brzeg	BPEC Sp. z o.o. / Kotłownia przy ul. Ciepłowniczej	14,60
Gliwice	PEC Gliwice Sp. z o.o. / Ciepłownia Gliwice	15,10
Tczew	ZEC Tczew Sp. z o.o. / Kotłownia gazowa przy ul. Ceglarskiej	15,75
Opole	ECO S.A. / ECO S.A.	16,01
Kędzierzyn-Koźle	MZEC Sp. z o.o. / Kotłownia przy ul. Tuwima	20,18

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła

Tabela 6-4. Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu ciepła u odbiorcy

Miasto	Przedsiębiorstwo energetyczne / Źródło	Uśredniony koszt u odbiorcy
		[zł/GJ]
Nysa	„NEC - Nysa” Sp. z o.o. / Ciepłownia przy ul. Jagiellońskiej	42,45
Kędzierzyn-Koźle	MZEC Sp. z o.o. / EC ZAK S.A.	53,79
Gliwice	PEC Gliwice Sp. z o.o. / Ciepłownia Gliwice	62,52
Opole	ECO S.A. / ECO S.A.	63,47
Brzeg	BPEC Sp. z o.o. / Kotłownia przy ul. Ciepłowniczej	65,40
Głogów	ZZN WAM Sp. z o.o. / Kotłownia gazowa przy ul. Obrońców Pokoju	83,49
Namysłów	ZEC Namysłów Sp. z o.o. / Kotłownia gazowa przy ul. Staromiejskiej	83,66
Kędzierzyn-Koźle	MZEC Sp. z o.o. / Kotłownia przy ul. Piastowskiej	88,98
Bolesławiec, Jelenia Góra, Świętoszów, Świdnica, Wrocław	ZZN WAM Sp. z o.o. / Zespół kotłowni gazowych	95,63
Kędzierzyn-Koźle	MZEC Sp. z o.o. / Kotłownia przy ul. Tuwima	102,55
Praszka	ENERGIA Praszka Sp. z o.o. / Zespół kotłowni gazowych	106,02
Tczew	ZEC Tczew Sp. z o.o. / Kotłownia gazowa przy ul. Ceglarskiej	107,06
Pieszycy	SM w Bielawie / Kotłownia gazowa przy ul. Ogrodowej	107,11

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 Nysy z kotłowni przy ul. Jagiellońskiej, gdzie uśredniony koszt ciepła w źródle wynosi 34,71 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższym kosztem wytworzenia charakteryzuje się ciepło z kotłowni przy ul. Ogrodowej w Pieszycach - 107,11 zł/GJ brutto.

Najniższy uśredniony koszt za przesył 1 GJ ciepła, spośród przedsiębiorstw energetycznych poddanych analizie, oferuje Nysa dla ciepła wytworzonego w kotłowni przy ul. Jagiellońskiej. Uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła wynosi tam 7,75 zł/GJ. Natomiast najwyższy uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła oferowany jest klientom z terenu Kędzierzyna-Koźla dla ciepła wytwarzanego w kotłowni przy ul. Tuwima i przesyłanego siecią ciepłowniczą MZEC Sp. z o.o., który wynosi 20,18 zł/GJ.

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 terenów Nysy zaopatrywanych w ciepło wytworzone w kotłowni przy ul. Jagiellońskiej, które wynosi 42,45 zł/GJ. Najwyższy uśredniony koszt ciepła u odbiorcy oferowany jest odbiorcom z kotłowni przy ul. Ogrodowej w Pieszycach, który wynosi 107,11 zł/GJ.

Dla porównania z powyższym obliczono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z kotłowni gazowej, zakładając poziom mocy zamówionej w wysokości 1 MW (ok. 120 Nm³/h - grupa taryfowa W-6A, GSG) i zużyciu 7 000 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 poniższej tabeli przedstawiono porównanie cen paliw dostępnych na rynku w układzie zł za jednostkę energii dla poniżej przyjętych założeń:

➔ koszty biomasy są wyliczone na podstawie średnich kosztów jej pozyskania i składowania;

- koszt gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnej Taryfy PGNiG S.A. (GSG) Część A Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012. Taryfa określa ceny gazu oraz stawki opłat za usługi przesyłowe w ramach tzw. umowy kompleksowej, 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 TAURON Dystrybucja S.A. oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. przy założeniu korzystania z taryfy G-12, zużycia rocznego na poziomie 9600 kWh oraz 70% wykorzystywania energii w nocy i 30% w dzień,
- koszty zostały podane w kwotach brutto.

Tabela 6-5. Porównanie kosztów brutto energii cieplnej z różnych paliw

Nośnik energii	Cena paliwa	Wartość opałowa	Sprawność	Koszt ciepła
	zł/Mg	GJ/Mg	%	zł/GJ
słoma	200,00	14	80%	17,86
węgiel groszek I/II	582,00	27	80%	26,94
węgiel orzech I/II	620,00	28	75%	29,52
węgiel kostka I/II	663,00	29	75%	30,48
odpady drzewne	470,00	12	80%	48,96
brykiet opałowy drzewny	730,00	19,5	75%	49,91
gaz ziemny (W-3.6 GSG)	2,3201*	35,5***	85%	76,89
olej opałowy ciężki C3	2 766,00	39	85%	83,44
energia elektryczna (G-12)	0,43**	-	-	120,59
olej opałowy lekki	4 559,00	43	85%	124,73
gaz płynny	5 452,80	46	90%	131,71

Źródło: Opracowanie własne. * - [zł/Nm³], ** - [zł/kWh], *** - [MJ/Nm³].

Jak widać z powyższego zestawienia istnieje duża rozbieżność pomiędzy jednostkowymi kosztami energii (w zł/GJ) uzyskanymi z poszczególnych nośników energii.

Jednak należy pamiętać, że jednostkowy koszt ciepła przedstawiony w powyższej tabeli to tylko jeden ze składników całkowitej opłaty za zużycie energii. W jej skład wchodzi również m.in.: koszt urządzenia przetwarzającego energię powyższych nośników na ciepło wraz z kosztami obsługi i konserwacji, koszty dostawy itp.

6.2. Taryfy dla energii elektrycznej

Odbiorcy za dostarczoną energią elektryczną i świadczone usługi przesyłowe rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest ze szczególnym uwzględnieniem takich kryteriów jak: poziom napięcia sieci w miejscu dostarczenia energii, wartości mocy umownej, systemu rozliczeń, zużycia rocznego energii i liczby stref czasowych. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2011r., Nr 189, poz. 1126 z późn. zm.).

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.

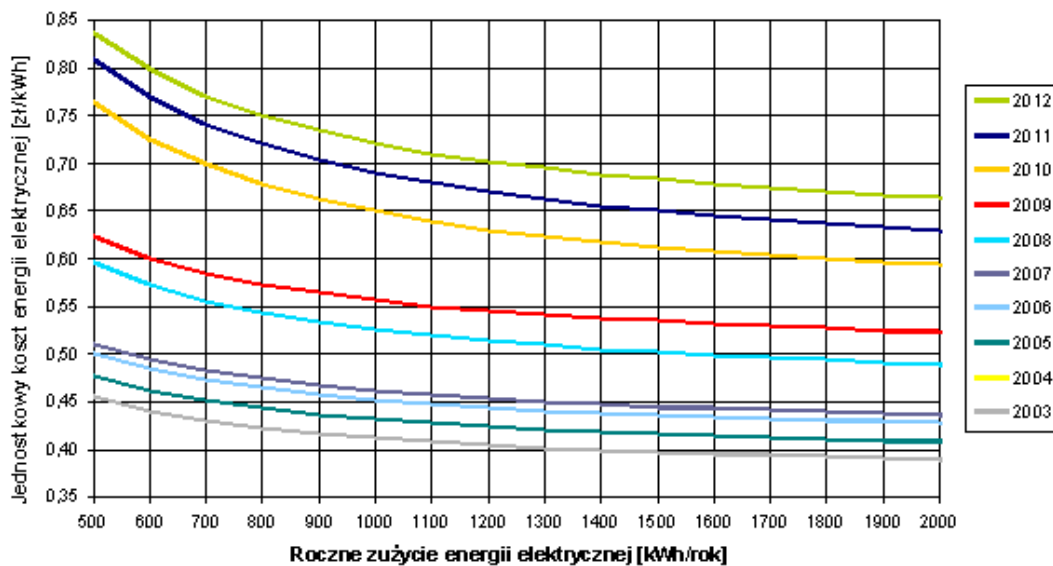
Działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na terenie gminy Kędzierzyn-Koźle świadczy TAURON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie. Spółka posiada aktualną taryfę dla

dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 19 grudnia 2011 roku o nr DTA-4211-75(11)/2011/2698/V/JC/DK.

Sprzedazą energii elektrycznej, na omawianym terenie, zajmuje się TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie. Ostatnia taryfa TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. dla energii elektrycznej na rok 2012 dla Odbiorców z grupy taryfowej G została zatwierdzona Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DTA-4211-55(12)/2011/13851/I/DK/JC z dnia 16 grudnia 2011r.

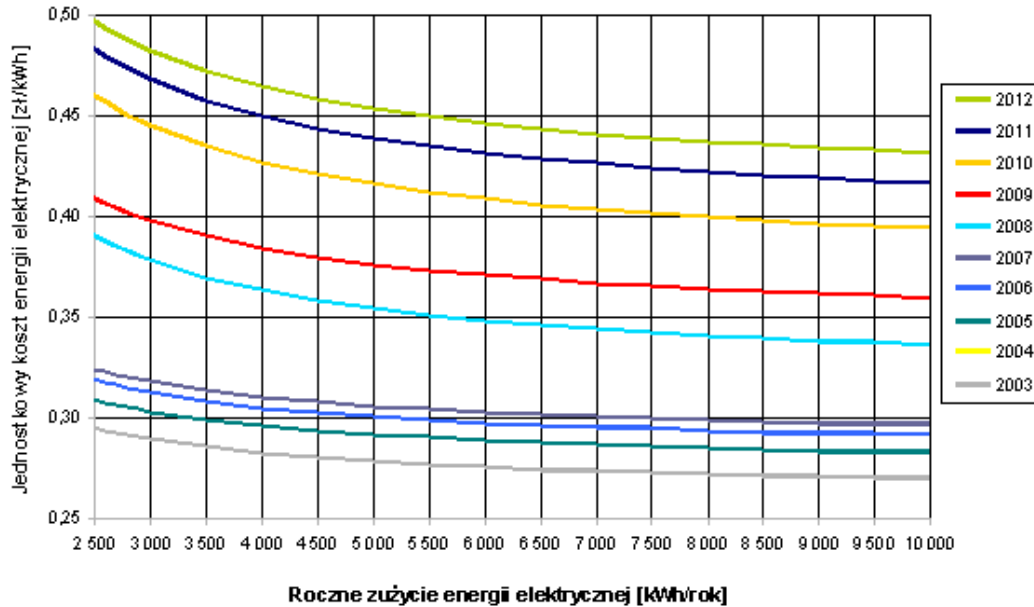
Na poniższym wykresie przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 (układ 1-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu na przestrzeni ostatnich lat dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych TAURON Dystrybucja S.A. oraz kupujących energię elektryczną od TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.

Wykres 6-1. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11



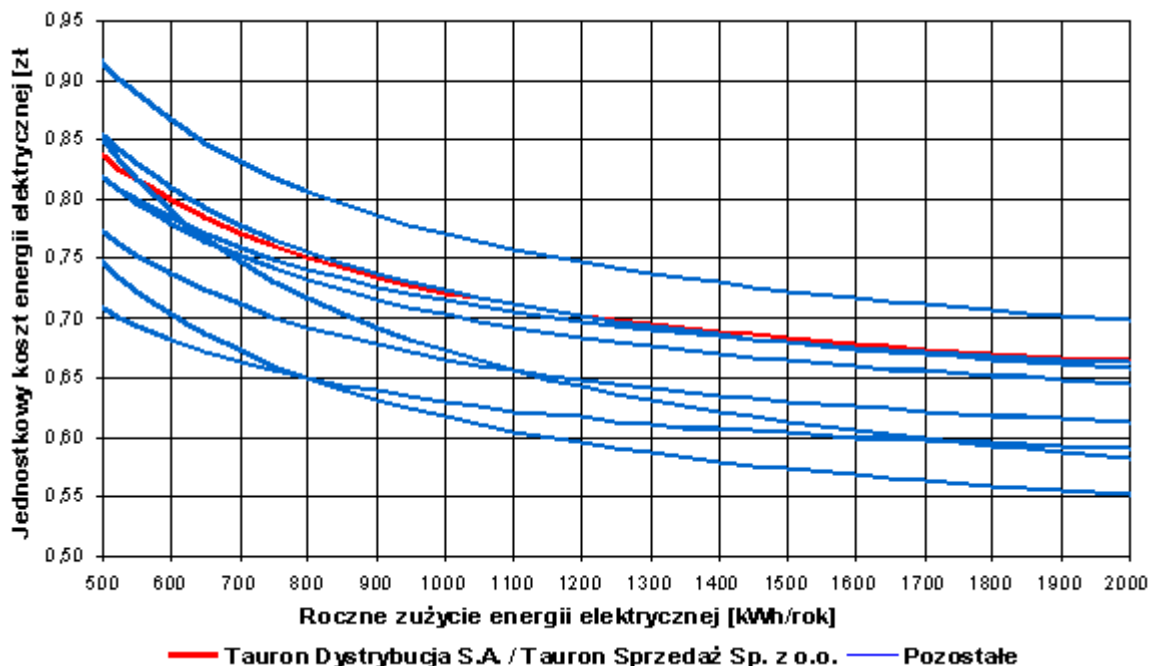
Obserwując powyższy wykres można zauważyć niewielki, ale systematyczny wzrost jednostkowego kosztu kWh w latach 2003-2007 oraz zdecydowany wzrost kosztu począwszy od roku 2008. W latach 2003-2007 koszt energii elektrycznej dla zużycia rocznego na poziomie 2000 kWh wzrósł o około 11% z 39 gr/kWh do 44 gr/kWh, natomiast w latach 2007-2012 koszt energii elektrycznej dla tego zużycia wzrósł o 33% z 44 gr/kWh do 66 gr/kWh brutto.

Poniżej przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G12 (układ 3-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2003-2012 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych TAURON Dystrybucja S.A. oraz kupujących energię elektryczną od TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. Założono wykorzystanie energii na poziomie 70% w nocy i 30% w dzień.

Wykres 6-2. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12


W grupie taryfowej G12 w latach 2003-2007 można zauważyć niewielki wzrost kosztów, natomiast w latach 2008-2012 bardziej dynamiczny. Analizując widoczne wzrosty kosztów energii elektrycznej, można przypuszczać, iż w przyszłości koszty energii elektrycznej nadal będą rosły, ze względu na zwiększające się wymagania ekologiczne wynikające z dyrektyw UE w zakresie ograniczania emisji CO₂ oraz konieczność stosowania odnawialnych źródeł energii.

Poniżej przedstawiono porównanie jednostkowych kosztów energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 z wybranych zakładów elektroenergetycznych w kraju.

Wykres 6-3. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11


Jednostkowy koszt zakupu energii elektrycznej oferowany przez TAURON Dystrybucja S.A. oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. w grupie taryfowej G11 jest na tle porównywanych przedsiębiorstw energetycznych w kraju stosunkowo wysoki. Jednostkowy koszt energii elektrycznej wynosi około 84 gr/kWh brutto przy zapotrzebowaniu rocznym na poziomie 500 kWh i około 66 gr/kWh brutto przy zapotrzebowaniu rocznym na poziomie 2 000 kWh.

Koncesjonowaną działalność gospodarczą, na omawianym terenie, prowadzą również:

- ZAK S.A. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Mostowej 30a. Przedsiębiorstwo energetyczne posiada koncesje na wytwarzanie, przesył, dystrybucję i obrót energią elektryczną. Spółka posiada aktualną taryfę zatwierdzoną decyzją Prezesa URE dla dystrybucji energii elektrycznej z dnia 20 lipca 2012 roku o nr OWR-4211-15/2012/564/VIII-A/RP. Obecnie, zakres dostarczania energii elektrycznej, własnymi sieciami elektroenergetycznymi, obejmuje wyłącznie przedsiębiorstwa przemysłowe i usługowe zasilane z sieci SN i nN;
- PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Szkolnej 15. Przedsiębiorstwo energetyczne posiada koncesję na dystrybucję i obrót energią elektryczną. Spółka posiada aktualną taryfę dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 30 lipca 2012 roku o nr OWR-4211-18/2012/9195/VIII-A/RP. Spółka zasilą w energię elektryczną wyłącznie spółki znajdujące się na terenie oraz w najbliższym sąsiedztwie byłych Zakładów Chemicznych Blachownia. Odbiorcy zakupują energię elektryczną na średnim napięciu (łącznie 13 odbiorców) oraz na niskim (łącznie 49 odbiorców);
- PKP Energetyka Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, Śląski Rejon Dystrybucji. Aktualna taryfa dla energii elektrycznej dla tego przedsiębiorstwa energetycznego została zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DTA-4211-7(11)/2012/3158/XI/KG z dnia 5 kwietnia 2012 r. W chwili obecnej, zakres działalności PKP Energetyka S.A. nie obejmuje dostaw energii elektrycznej do gospodarstw domowych zlokalizowanych na obszarze Kędzierzyna-Koźla. Stacje transformatorowe i linie kablowe służą do zasilania obiektów położonych na terenie kolejowym;
- Energia Franz Paweł Franciszkiewicz z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Morelowej 8. Przedsiębiorstwo posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej (energia wiatrowa);
- ENERGIA 1 Sp. z o.o. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Młyńskiej 8. Przedsiębiorstwo posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

6.3. Taryfa dla paliw gazowych

Gaz ziemny dostarczany jest odbiorcom na terenie Kędzierzyna-Koźla przez Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., która zajmuje się techniczną dystrybucją gazu, zaś handlową obsługą klientów zajmuje się dział handlowy PGNiG S.A.

Aktualną wysokość opłat za gaz ziemny wysokometanowy dla grup taryfowych W-1.1 do W-7C przedstawiono w tabeli 6-6, gdzie podano wyciąg z Taryfy dla paliw gazowych PGNiG S.A. Część A - Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012 zatwierdzony decyzją Prezesa URE o nr DTA-4212-28(2)/2012/652/V/AG z dnia 15 czerwca 2012 roku.

Podane w tabeli ceny i stawki opłat zawierają podatek od towarów i usług (VAT) w wysokości 23%.

Opłata za dostarczony gaz stanowi sumę:

- opłaty za pobrane paliwo, będącej iloczynem faktycznego poboru i ceny za paliwo gazowe (w zł/Nm³);
- opłaty stałej za usługę przesyłową:
 - ◆ dla odbiorców z grup W-1.1 do W-4 jest ona stała i określona w złotych za miesiąc;

- ◆ dla odbiorców z grup W-5 do W-7C jest ona iloczynem zamówionego godzinowego zapotrzebowania gazu, liczby godzin w okresie rozliczeniowym i stawki za usługę przesyłową;
- opłaty zmiennej za usługę przesyłową, będącej iloczynem faktycznego poboru i stawki zmiennej za usługę przesyłową (w zł/Nm³);
- miesięcznej stałej opłaty abonamentowej (w zł/m-c).

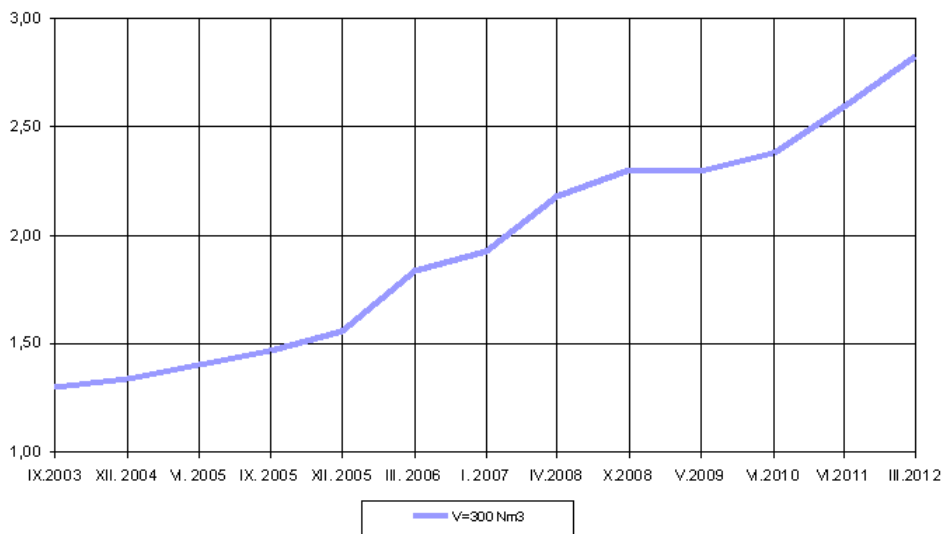
Tabela 6-6. Wyciąg z Taryfy PGNiG S.A. (dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego z sieci dystrybucyjnych GSG Sp. z o.o.)

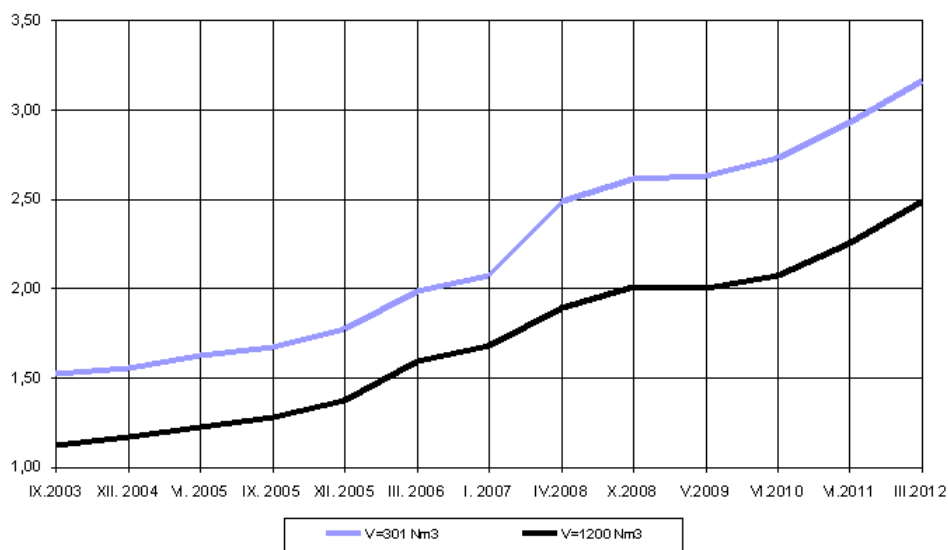
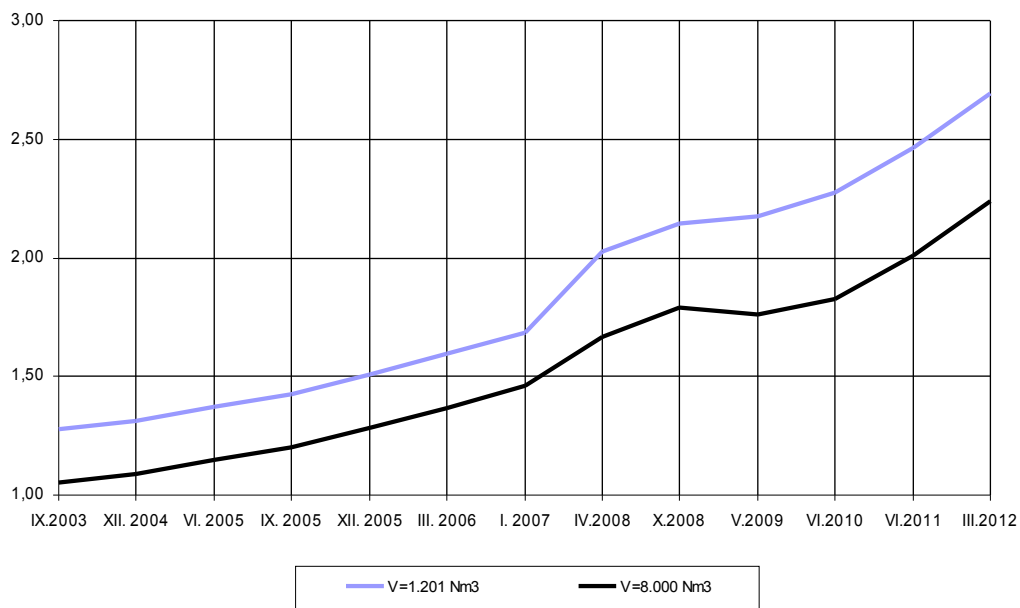
Grupa taryfowa	Ceny za gaz [zł/Nm ³]	Stawki opłat abonamentowych [zł/m-c]	Stawki opłat za usługi dystrybucji		
			stała		zmienna
			[zł/m-c]	[zł/(Nm ³ /h) za h]	[zł/Nm ³]
W-1.1	1,3527	4,30	4,30	x	0,5992
W-1.2	1,3527	5,50	4,95	x	0,5992
W-1.12T	1,3527	7,50	4,30	x	0,5992
W-2.1	1,3235	7,05	11,15	x	0,5195
W-2.2	1,3235	8,20	11,80	x	0,5195
W-2.12T	1,3235	10,20	11,15	x	0,5195
W-3.6	1,3076	8,20	35,00	x	0,4491
W-3.9	1,3076	10,30	36,90	x	0,4491
W-3.12T	1,3076	11,60	35,00	x	0,4491
W-4	1,3069	20,70	248,70	x	0,3936
W-5	1,3021	121,00	x	0,0745	0,2170
W-6A	1,2980	143,00	x	0,0721	0,2115
W-6B	1,2980	143,00	x	0,0693	0,1997
W-6C	1,2980	143,00	x	0,0663	0,1945
W-7A	1,2968	297,00	x	0,0654	0,1862
W-7B	1,2968	297,00	x	0,0620	0,1700
W-7C	1,2968	297,00	x	0,0591	0,1672

Uwaga: podane stawki zawierają podatek od towarów i usług (VAT) w wysokości 23%

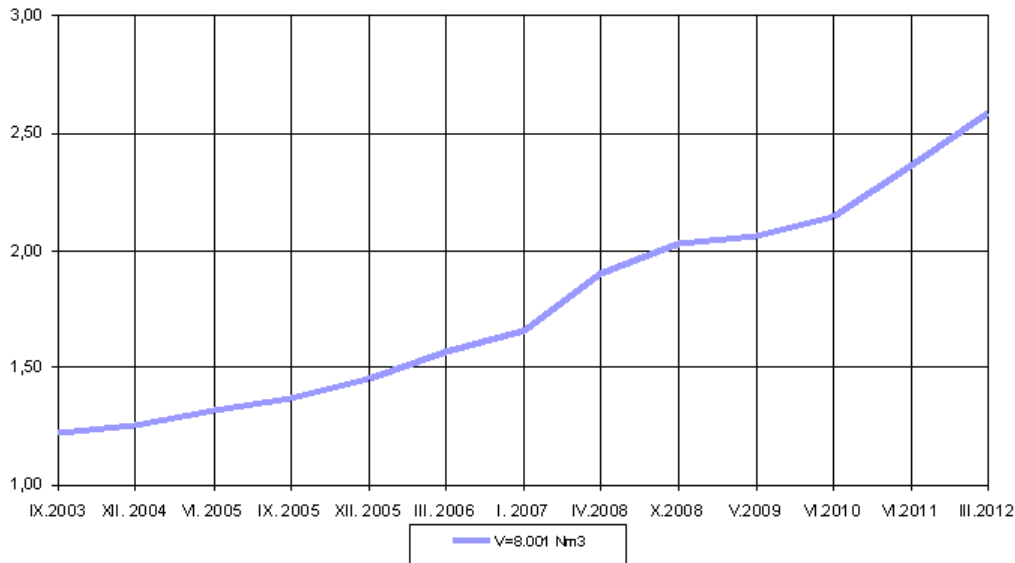
Na poniższych wykresach przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu (w zł/Nm³) od roku 2003 dla grup taryfowych W-1.1 do W-4 dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w poszczególnych grupach. Na osi „X” zaznaczono miesiące, od których obowiązywały kolejne zmiany taryfy. Wartości na wykresach uwzględniają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

Wykres 6-4. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-1.1 [zł/Nm³]



Wykres 6-5. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-2.1 [zł/Nm³]

Wykres 6-6. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-3.6 [zł/Nm³]


Wykres 6-7. Jednostkowy koszt zakupu gazu w taryfie W-4 [zł/Nm³]

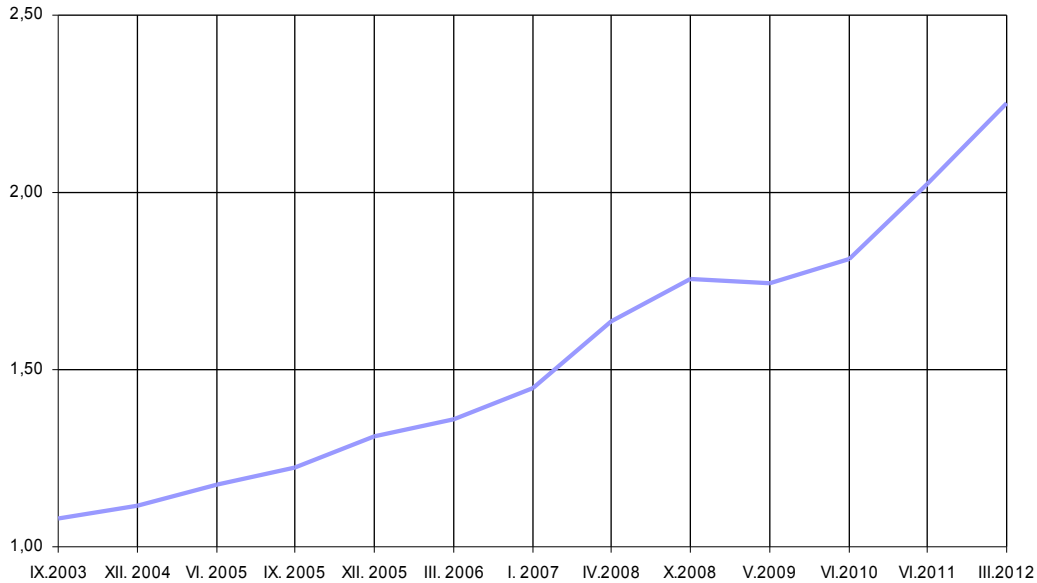


Powyższe wykresy odzwierciedlają obserwowany w ostatnich latach wzrost kosztów za paliwa gazowe. Wynika z nich, że jednostkowy koszt gazu wzrósł w rozpatrywanym okresie średnio o ponad 114% - od blisko 108% dla najniższego zużycia w grupie W-2.1 do około 121% dla maksymalnego zużycia również w grupie W-2.1. Skumulowana inflacja w tym czasie wyniosła około 27%. Należy zwrócić uwagę na fakt, że około połowa określonego powyżej wzrostu wystąpiła w latach 2007-2012.

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 8.000 Nm³ gazu zapłaci rocznie ok. 2 788 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 7.000 GJ), tj. dla mocy umownej ok. 120 Nm³/h - grupa taryfowa W-6A.

Wykres 6-8. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-6A [zł/Nm³]



Również ten wykres obrazuje obserwowany w ostatnim okresie wzrost kosztów za paliwa gazowe. Jednostkowy koszt gazu (w zł/Nm³) dla tego przypadku wzrósł w rozpatrywanym czasie o 109%. Uwagę zwraca fakt, że dynamika wzrostu kosztu gazu uległa znacznemu przyspieszeniu w latach 2007-2008 oraz 2010-2012.

Ponadto, na omawianym terenie, koncesjonowaną działalność gospodarczą prowadzi również:

- Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. z siedzibą w Warszawie, Oddział w Świerklanach. Spółka posiada aktualną taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 5 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr DTA-4212-5(16)/2011/6154/V/TK z dnia 30 czerwca 2011 roku. Przez omawiany teren przebiegają gazociągi wysokiego ciśnienia gazu ziemnego wysokometanowego należące do OGP GAZ-SYSTEM S.A.;
- ZAK S.A. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Mostowej 30a. Przedsiębiorstwo energetyczne posiada koncesje na przesył, dystrybucję i obrót paliwami gazowymi. Spółka posiada aktualną taryfę zatwierdzoną decyzją Prezesa URE dla gazu koksowniczego o nr OWR-4212-4/2011/564/IV-A/AŁ z dnia 12 października 2011 roku;
- PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Szkolnej 15. Przedsiębiorstwo energetyczne posiada koncesję na dystrybucję i obrót paliwami gazowymi. Spółka posiada aktualną taryfę dla gazu koksowniczego zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr OWR-4212-6/2011/9195/IX-A/RP z dnia 25 listopada 2011 roku.

7. Przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii

7.1. 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 znacznymi przyrostami i zmianami zapotrzebowania na nośniki energii na terenie gminy.

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 są:

- zmiany demograficzne uwzględniające zmiany w ilości oraz strukturze wiekowej i zawodowej ludności, migracja ludności;
- rozwój zabudowy mieszkaniowej;
- rozwój szeroko rozumianego sektora usług obejmującego między innymi:
 - ◆ działalność handlową, 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, takich jak: 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.

Prognozy krótkoterminowe sporządzane są na okres jednego roku lub krótszy. Ten typ prognoz nie jest nadmiernie obciążony ryzykiem regulacyjnym lub technologicznym, jednakże pojawienie się, lub tym bardziej nagła upadłość dużego odbiorcy przemysłowego, może mieć znaczny wpływ na ten typ prognozy. W dodatku nadzwyczajne uwarunkowania mogą skutkować ryzykiem dla trafności przewidywań krótkoterminowych.

Prognozy średnioterminowe sporządzane są na okres od roku do pięciu lat. Mogą być wykorzystywane do określenia niezbędnych aktywów cechujących się krótkim czasem niezbędnym do ich zaprojektowania i budowy, takich jak źródła szczytowe. Prognozy takie są nieprzydatne do określe-

nia wymagań stawianych źródłom podstawowym, albowiem czas potrzebny do budowy dużych, nowoczesnych źródeł podstawowych najczęściej przekracza pięć lat.

Prognozy długoterminowe dotyczą okresów dłuższych niż pięć lat. Ważnym polem zastosowania tego typu prognoz jest planowanie zasobów.

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 niż prognozy średnioterminowe. 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 Kędzierzyn-Koźle wynikających z rozwoju budownictwa mieszkaniowego oraz zagospodarowania nowych terenów pod rozwój strefy usług i wytwórczości przeprowadzono dla dwóch okresów:

- do roku 2030, tj. perspektywicznego (długoterminowego);
- do roku 2017 - pięcioletniego (średnioterminowego).

7.2. Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii

7.2.1. Prognoza demograficzna

Ruch naturalny ludności Polski na początku XXI wieku wszedł na drogę zbliżoną do obserwowanej w krajach zachodnich, co oznacza dalsze zmiany w strukturze wieku ludności.

Przewiduje się:

- postępujący proces starzenia się społeczeństwa, zwłaszcza w miastach,
- zmniejszenie się udziału ludności w wieku przedprodukcyjnym,
- stopniowy spadek liczby ludności w wieku produkcyjnym.

Prowadzone przez demografów badania i analizy wskazują, że trwający od kilkunastu lat spadek rozrodczości jeszcze nie jest procesem zakończonym i dotyczy w coraz większym stopniu kolejnych roczników młodzieży. Wśród przyczyn tego zjawiska wymienia się:

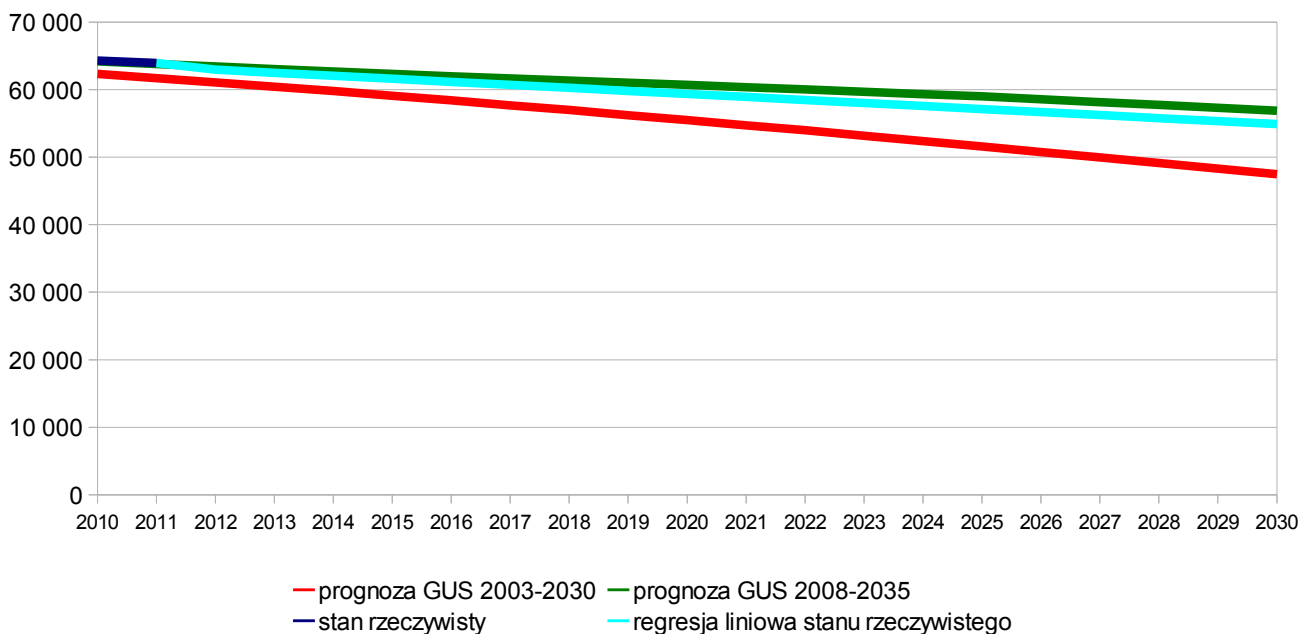
- rosnący poziom wykształcenia;
- trudności na rynku pracy;
- ograniczone świadczenia socjalne na rzecz rodziny;
- brak w polityce społecznej filozofii umacniania rodziny;
- trudne warunki społeczno-ekonomiczne.

Główny Urząd Statystyczny opracował „Prognozę ludności na lata 2003-2030”, która podawała przewidywane stany ludności faktycznie zamieszkałej na danym terenie (mieszkańcy stali oraz przebywający czasowo powyżej dwóch miesięcy) w dniu 31 grudnia każdego roku w podziale administracyjnym z dnia 1 stycznia 2003 r. Stan wyjściowy 31 grudnia 2002 r. został oparty na wynikach Narodowego Spisu Powszechnego 2002 i ujęty w ww. podziale administracyjnym.

Kolejna prognoza GUS sporządzona została na okres 2008-2035 i uwzględnia zaistniałe w minionym okresie tendencje i sporządzona została jako uśredniona prognoza dla miast i obszarów wiejskich województwa.

Porównanie prognoz GUS-owskich z lat 2003-2030 oraz 2008-2035 oraz trendu zmian ludności zamieszkałej w gminie według stanu rzeczywistego przedstawiono na poniższym wykresie.

Wykres 7-1. Prognoza liczby ludności w Kędzierzynie-Koźlu



Liczba ludności w gminie od szeregu lat maleje w tempie średnio -0,6% rocznie osiągając w 2010 roku wielkość 64,3 tys. mieszkańców.

Prognoza GUS z lat 2003÷2030 przewidywała dla gminy wystąpienie spadku liczby ludności do poziomu ok. 47,5 tys. w 2030r. Kolejna edycja prognozy GUS na lata 2008-2035 wprowadziła korektę, według której spadek ten może być nieco mniejszy niż przewidywały to wcześniejsze prognozy i w 2030r. ilość mieszkańców w gminie może wynosić ok. 56,9 tys. Wielkość ta jest zbliżona do szacunku określonego na podstawie regresji stanu obecnego (tj. 1995÷2011), która w 2030r. wynosi ok. 54,9 tys. mieszkańców.

Dla dalszych analiz, na podstawie powyższych prognoz oszacowano, że w okresie docelowym ilość mieszkańców gminy wyniesie ok. 56 tys.

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

7.2.2. Rozwój zabudowy mieszkaniowej

Parametrami decydującymi o wielkości zapotrzebowania na nowe budownictwo mieszkaniowe są potrzeby nowych rodzin oraz zapewnienie mieszkań zastępczych w miejsce wyburzeń i wzrost wymagań dotyczących komfortu zamieszkania, co wyraża się zarówno wielkością wskaźników związanych z oceną zapotrzebowania na mieszkania, określających np.:

- ilość osób przypadających na mieszkanie;
 - wielkość powierzchni użytkowej przypadającej na osobę;
- jak również stopniem wyposażenia mieszkań w niezbędną infrastrukturę techniczną.

Sukcesywne działania realizujące politykę mieszkaniową winny obejmować:

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

Dla budownictwa mieszkaniowego w gminie przewiduje się:

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

Zapotrzebowanie na energię występujące przy realizacji uzupełnienia ulic zabudową „plombową” zredukowane będzie przez działania renowacyjne i modernizacyjne, w trakcie których dąży się między innymi do zminimalizowania potrzeb energetycznych. Wystąpią również zmiany co do charakteru odbioru i nośnika energii, uwzględniające poprawę standardu warunków mieszkaniowych.

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

Lokalizację obszarów przewidywanych pod rozwój zabudowy mieszkaniowej wytypowano jako obszary wynikające z ustaleń obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, wolne lub przewidywane do zmiany sposobu zagospodarowania oraz obszary według obowiązującego Studium uwarunkowań.

W poniższej tabeli zestawiono tereny przeznaczone pod rozwój zabudowy mieszkaniowej jedno- i wielorodzinnej i oszacowano maksymalne ilości mieszkań (wynikające z dopuszczalnych wielkości powierzchni działek budowlanych - zgodnie z obowiązującymi miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego), uwzględniając rezerwę terenu pod podstawową infrastrukturę (komunikacyjną itp.).

Tabela 7-1. Obszary rozwoju budownictwa mieszkaniowego

Jednostka planistyczna	Oznaczenie terenu	Powierzchnia terenu [ha]	MN - il. działek. MW - il. mieszk	Powierzchnia użytkowa [m ²]
A Rogi	MN	32,3	282	42 300
B Kozłe	MN1	22,4	196	29 400
	MN2	6,6	57	8 550
C Kłodnica Las	MN	3,9	34	5 100
D Kłodnica	MN1	12,6	110	16 500
	MN2	36,6	320	48 000
	MN3	50,2	439	65 850
	MN4	25,3	221	33 150
	MN5	13,2	115	17 250
	MW1	7,1	584	35 040
	MW2	12,9	1062	63 720
	MW3	6,5	535	32 100
	MW4	3,1	255	15 300
	MW5	4,7	387	23 220
E Kędzierzyn Pogorzelec	-	-	-	-
F Kędzierzyn Śródmieście	MN	17,4	152	22 800
	MW	1,5	123	7 380
G Cisowa	MN1	13,0	113	16 950
	MN2	22,3	195	29 250
	MN3	47,6	416	62 400
H Kuźniczka	MN	12,0	105	15 750

Jednostka planistyczna	Oznaczenie terenu	Powierzchnia terenu [ha]	MN - il. działek. MW - il. mieszczk	Powierzchnia użytkowa [m ²]
I Lenartowice	MN1	22,0	192	28 800
	MN2	11,6	101	15 150
J Blachownia Osiedle	MN	5,5	48	7 200
	MW	3,4	280	16 800
K Blachownia Przemysłowa	-	-	-	-
L Azoty Osiedle	-	-	-	-
Ł Azoty Przemysłowe	-	-	-	-
M Miejsce Kłodnickie	MN1	14,2	124	18 600
	MN2	12,6	110	16 500
N Sławięcice	MN1	58,8	514	77 100
	MN2	9,7	84	12 600
	MN3	2,0	17	2 550

Możliwy łączny przyrost zasobów mieszkaniowych wynikający z rezerw chłonności terenów, może wynieść około:

- 3 945 budynków jednorodzinnych o łącznej powierzchni użytkowej 591 750 m²;
 - 3 226 mieszkań w zabudowie wielorodzinnej o łącznej powierzchni użytkowej 193 560 m².
- Daje to łącznie 7 171 mieszkań o sumarycznej powierzchni użytkowej 785 310 m².

Wg danych Banku Danych Lokalnych GUS-u w lata 2002-2010 w mieście Kędzierzyn-Koźle oddawano do użytku średniorocznie od 28 do 135 mieszkań, co dało łączną liczbę nowych mieszkań w ilości około 500.

Na podstawie powyższego dla dalszych analiz przyjęto, że w wariantcie zrównoważonym przyrost zabudowy mieszkaniowej odbywać się będzie ze średnim tempem około 65 oddawanych rocznie mieszkań. Utrzymanie takiego tempa rozwoju przełoży się na oddanie do użytku około 1,2 tys. mieszkań w okresie docelowym (do 2030r.), wykorzystując ok. 16% rezerw terenowych pod zabudowę mieszkaniową.

Obserwując dynamikę zmian ilości mieszkań oddawanych do użytku w ostatnich latach przyjęto w wariantcie optymistycznym, że możliwe przyspieszenie rozwoju zabudowy mieszkaniowej nie przekroczy 30% wzrostu w stosunku do wariantu zrównoważonego osiągając wielkość około 80 mieszkań rocznie. Łączny przyrost substancji mieszkaniowej w okresie docelowym ocenia się w tym wariantcie na około 1,5 tys. mieszkań.

Należy liczyć się również z możliwością wystąpienia spowolnienia tempa realizacji zabudowy mieszkaniowej, które oceniono na poziomie około 50 mieszkań oddawanych rocznie do użytku w perspektywie długoterminowej, co w wariantcie pesymistycznym przełoży się na około 900 nowych mieszkań do 2030 roku.

Decydującym o tempie rozwoju budownictwa mieszkaniowego będzie popyt na mieszkania wynikający z zasobności mieszkańców.

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.

Z uwagi na fakt, że z terenami zabudowy mieszkaniowej ściśle związana jest sfera tzw. usług bezpośrednich, takich jak: usługi handlu detalicznego, zakwaterowania, gastronomii, związane z obsługą nieruchomości lub tp., przy prowadzeniu analiz związanych z zapotrzebowaniem na nośniki energii, potrzeby tej grupy usług uwzględniono przy bilansowaniu potrzeb budownictwa mieszkaniowego.

7.2.3. Rozwój zabudowy strefy usług i wytwórczości

Szeroko rozumiana zabudowa usługowa obejmuje obiekty: handlowe, hotele, obiekty użyteczności publicznej (szkolnictwo, służba zdrowia, kultura), obiekty sportu i rekreacji itp.

Rozwój sektora usług realizowany będzie wielokierunkowo i obejmować będzie między innymi:

- uzupełnienie zabudowy usługowej w poszczególnych dzielnicach miasta,
- rozszerzenie bazy usług kulturalnych i edukacyjnych,
- rozbudowę infrastruktury rekreacyjnej,
- rozwój centrów usługowo-komercyjnych.

Ostatnie lata charakteryzują się spadkiem zapotrzebowania na nośniki energii dla potrzeb strefy wytwórczości i usług. Wynika to głównie z ograniczenia działalności przedsiębiorstw wytwórczych. Drugim czynnikiem obniżającym potrzeby energetyczne jest wprowadzanie nowych energooszczędnych technologii.

Analogicznie jak dla zabudowy mieszkaniowej, lokalizację obszarów przewidywanych pod rozwój strefy usług i wytwórczości, wytypowano jako obszary wynikające z ustaleń obowiązującego mpzp (z uwzględnieniem uchwalonych zmian), wolne lub przewidywane do zmiany sposobu zagospodarowania, obszary według obowiązującego Studium uwarunkowań oraz ofert inwestycyjnych Urzędu Miasta. Przewidywane procentowe zainwestowanie poszczególnych terenów rozwoju należy traktować jako szacunkowe.

Tabela 7-2. Obszary rozwoju sfery usługowej i przemysłowej

Jednostka planistyczna	Oznaczenie terenu	Powierzchnia terenu [ha]	Szacunkowy procent zainwestowania w latach 2013-2017	Szacunkowy procent zainwestowania w latach 2018-2030
A Rogi	U1	9,0	0%	30%
	U2	10,3	20%	30%
	US	18,6	30%	70%
B Koźle	U1	16,1	10%	40%
	U2	16,9	0%	80%
	U3	2,7	10%	10%
	UC	3,4	40%	50%
C Kłodnica Las	-	-	-	-
D Kłodnica	U1	2,6	10%	60%
	U2	2,8	40%	50%
	U3	3,7	10%	10%
	U4	10,3	0%	20%
	US	13,9	0%	30%
E Kędzierzyn Pogorzelec	U1	12,1	0%	10%
	U2	2,8	0%	90%
	U3	9,0	40%	50%
	UC	3,2	0%	0%
	P	2,0	0%	30%
F Kędzierzyn Śródmieście	-	-	-	-
G Cisowa	U	11,3	10%	30%
H Kuźniczka	US	6,8	10%	20%

Jednostka planistyczna	Oznaczenie terenu	Powierzchnia terenu [ha]	Szacunkowy procent zainwestowania w latach 2013-2017	Szacunkowy procent zainwestowania w latach 2018-2030
I Lenartowice	-	-	-	-
J Blachownia Osiedle	U	53,4	10%	10%
K Blachownia Przemysłowa	U1	16,3	40%	40%
	U2	6,8	0%	10%
	P	155,4	60%	10%
L Azoty Osiedle	-	-	-	-
Ł Azoty Przemysłowe	-	-	-	-
M Miejsce Kłodnickie	US	12,8	0%	40%
N Sławięcice	-	-	-	-

Dokładniejsze określenie czasu zagospodarowania terenu, określenie rodzaju zabudowy i charakteru działalności i związane z tym sprecyzowanie wielkości zapotrzebowania na energię, będzie zależne od decyzji inwestorów i uzależnione od przyszłej sytuacji w gospodarce.

7.3. Potrzeby energetyczne dla nowych obszarów rozwoju

Dla zbilansowania potrzeb energetycznych gminy wynikłych z zagospodarowania nowych terenów przyjęto następujące założenia:

- określenie potrzeb energetycznych dla chłonności wytypowanych obszarów rozwoju,
- oraz w rozbiciu na okresy realizacji (średnio i długoterminowy):
 - ◆ do 2017r.,
 - ◆ na lata 2018 do 2030 - okres docelowy.

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

- Średnia powierzchnia użytkowa (ogrzewana) mieszkania:
 - ◆ 150 m² - dla budynku jednorodzinny,
 - ◆ 60 m² - w bloku wielorodzinnym;
- Nowe budownictwo będzie realizowane jako energooszczędne - wskaźnik jednostkowego zapotrzebowania mocy cieplnej na ogrzewaną powierzchnię użytkową mieszkania - wariant standardowy:
 - ◆ 70 W/m² - do roku 2017 - jako uśredniony wskaźnik dla budynku spełniającego aktualne wymagania,
 - ◆ 50 W/m² - od roku 2018 - wynikający z przewidywanego dążenia do podwyższenia klasy energetycznej budynku;

- Nowe budownictwo mieszkaniowe z uwzględnieniem przyspieszenia osiągnięcia wskaźników jednostkowego zapotrzebowania mocy cieplnej dla umożliwienia wymaganego dojścia w 2020 roku do parametrów budynku blisko zeroenergetycznego - wariant niskoenergetyczny:
 - ◆ 60 W/m² - do roku 2017,
 - ◆ 40 W/m² - do roku 2020,
 - ◆ 15 W/m² - od roku 2021;
- Zapotrzebowanie mocy cieplnej i roczne zużycie energii dla potrzeb przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) wyliczono w oparciu o PN-92/B-01706 - Instalacje wodociągowe;
- Dla zabudowy strefy usług i wytwórczości przyjęto zróżnicowane wskaźniki zapotrzebowania mocy cieplnej w zależności od przewidywanego charakteru zabudowy:
 - ◆ 150 kW/ha - dla terenów zabudowy przemysłowej,
 - ◆ 100 kW/ha - dla terenów zabudowy usług komercyjnych,

Wielkości powyższe przyjęto na podstawie analiz istniejących obiektów tego typu w gminie oraz analogicznych w innych gminach, dla których wykonano tego rodzaju opracowania.

Wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny wyznaczono:

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

Wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną wyznaczono przy następujących założeniach:

- dla budownictwa mieszkaniowego określono dwa warianty:
 - ◆ minimalny - przy wykorzystaniu potrzeb na oświetlenie i korzystanie ze sprzętu gospodarstwa domowego;
 - ◆ maksymalny - gdzie dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u.
- Wskaźniki zapotrzebowania na energię elektryczną dla zabudowy mieszkaniowej przyjęto, zgodnie z normą N SEP-E-002, na 1 mieszkanie na poziomie:
 - ◆ 12,5 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 strefy usług i przemysłu wyznaczono wskaźnikowo wg przewidywanej powierzchni zagospodarowywanego obszaru i potencjalnego charakteru odbioru w zakresie 100÷200 kW/ha.

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

Sumaryczne wielkości potrzeb energetycznych nowych odbiorców w skali całej gminy (moc szczytowa bez uwzględnienia współczynników jednoczesności), z wyszczególnieniem głównych grup odbiorców przedstawiono w poniższych tabelach:

- Tabela 7-3 - przy wykorzystaniu pełnej chłonności terenów,
- Tabela 7-4 - dla prognozy średnio- i długoterminowej, tj. dla perspektywy czasowej 2017 i 2030.

Tabela 7-3. Potrzeby energetyczne dla obszarów rozwoju - dla pełnej chłonności terenów

Charakter odbiorcy	Ilość odbiorców (mieszkań)		Zapotrzebowanie na		Zapotrzebowanie na energię elektryczną	
	jednor.	wielor.	ciepło	gaz ziemny	min.	max (50% cwu)
			MW	m ³ /h	kW	kW
Budownictwo mieszkaniowe	3 945	3 226	55,3	6 323	89,7	152,4
Strefa usług i przemysłu	-	-	48,1	5 496	68,1	

Tabela 7-4. Zestawienie zbiorcze potrzeb energetycznych perspektywy średnio- i długoterminowej (do roku 2030) - dla wariantu zrównoważonego

Okres rozwoju	Zapotrzebowanie ciepła [MW]	Zapotrzebowanie na gaz ziemny [m ³ /h]	Zapotrzebowanie na energię elektryczną [MW]	
<i>dla nowych zasobów budownictwa mieszkaniowego</i>				
			min	max (50% cwu)
do 2017	2,5	286	4,0	6,8
2018 - 2030	4,6	526	10,4	17,7
Sumarycznie do 2030	7,1	812	14,4	24,5
<i>dla obszarów strefy usługowej i przemysłowej</i>				
Do 2017	16,9	1939	23,2	
2018 - 2030	10,5	1207	15,5	
Sumarycznie do 2030	27,4	3146	38,7	

Przedstawione powyżej (Tabela 7-4) wielkości potrzeb energetycznych określają potrzeby u odbiorcy, w wariacie zrównoważonym, przewidywanym do pojawienia się na terenie gminy w analizowanym okresie.

Na potrzeby określenia przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla gminy na poziomie źródłowym przyjęto, na podstawie zaobserwowanych tendencji jej rozwoju i uwarunkowań zewnętrznych mogących mieć wpływ na ten rozwój, zdefiniowane poniżej trzy warianty rozwoju uwzględniające między innymi wcześniej przedstawione warianty tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej oraz zróżnicowane tempo rozwoju strefy usług i przemysłu. Tak przyjęte warianty obejmować będą:

- **wariant optymistyczny** - oddawanie około 80 mieszkań rocznie, tj. w okresie docelowym około 1,5 tys. mieszkań oraz przyśpieszenie tempa rozwoju strefy usług i przemysłu o 30% w stosunku do przyjętego jak dla wariantu zrównoważonego;
- **wariant zrównoważony** - utrzymanie średniego tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej z poziomu ostatnich lat, tj. około 65 mieszkań rocznie (1,2 tys. mieszkań w okresie docelowym) oraz tempie przyrostu zabudowy strefy usług i rozwoju przemysłu średnio w skali miasta na poziomie 55% sumy przewidywanego maksymalnego rozwoju;
- **wariant stagnacyjny** - przyjęto, że w stosunku do wariantu zrównoważonego - rozwój zabudowy mieszkaniowej będzie na poziomie ok. 75%, a usługowej i wytwórczej na poziomie 25%.

Dla wariantu zrównoważonego, w zakresie potrzeb cieplnych i w konsekwencji sposobu pokrycia tych potrzeb przeprowadzono analizy w układzie:

- utrzymania aktualnego standardu określania potrzeb cieplnych i tempa poprawy (obniżania) wskaźnika jednostkowego tych potrzeb - **wariant zrównoważony standardowy**,
- przyspieszonego dojścia do parametrów budynku blisko zeroenergetycznego w roku 2020 - **wariant zrównoważony niskoenergetyczny**.

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

7.4. Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło

7.4.1. Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło

Przyszłościowy bilans zapotrzebowania gminy na ciepło przeprowadzono przy uwzględnieniu przyjętych w powyższych podrozdziałach:

- potrzeb cieplnych nowych odbiorców z terenu gminy dla zdefiniowanych wcześniej wariantów rozwoju,
- przewidywanego tempa przyrostu zabudowy w wytypowanych okresach; oraz
- pozostawieniu bez zmian charakteru istniejącej zabudowy,
- przyjęciu, że działania termomodernizacyjne będą prowadzone w sposób ciągły, a ich skala oszacowana została wg trendu z lat ubiegłych na poziomie:
 - ♦ dla wariantu zrównoważonego na 1% średniorocznie do roku 2017 i 0,8% w skali roku w okresie 2018-2030;
 - ♦ dla wariantu optymistycznego na 1,2% średniorocznie do roku 2017 i 1% w skali roku w okresie 2018-2030;
 - ♦ dla wariantu stagnacyjnego na 0,8% średniorocznie do roku 2017 i 0,6% w skali roku w okresie 2018-2030,
- uwzględnieniu ubytku zasobów mieszkaniowych na poziomie 10 mieszkań rocznie,
- uwzględnieniu planowanych zmian potrzeb energetycznych wskazanych przez ankietowane podmioty gospodarcze.

Poniżej przedstawiono zestawienia bilansowe dla założonych wariantów rozwoju - zrównoważonego, optymistycznego i stagnacyjnego, uwzględniając zarówno przyjętą dynamikę rozbudowy nowych obszarów rozwoju, jak również zróżnicowane tempo zmian dla obiektów istniejących (np. tempo działań termomodernizacyjnych czy realizacji planów rozwoju podmiotów gospodarczych). Dodatkowo dla porównania przedstawiono skalę możliwego obniżenia potrzeb cieplnych dla tempa rozwoju jak w wariantcie zrównoważonym, jednakże przy spełnieniu warunku budynku blisko zeroenergetycznego po 2020 roku i przy przyspieszonym dochodzeniu do obniżonych wskaźników potrzeb energetycznych.

W poniższych zestawieniach przedstawiono wielkość zapotrzebowania ciepła dla głównych grup odbiorców w przyjętych okresach rozwoju gminy.

Wariant zrównoważony

Tabela 7-5. Przyszłościowy bilans ciepły gminy [MW] - wariant zrównoważony standardowy

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do 2017	2018-2030
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	147,6	142,4
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	7,7	15,1
	przyrost związany z nowym budownictwem	2,5	4,6
	stan na koniec okresu	142,4	131,9
	<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>	<i>-4%</i>	<i>-11%</i>
Strefa usług i przemysłu	stan na początku okresu	93,4	105,3
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	5,0	11,7
	przyrost związany z rozwojem	16,9	10,5
	stan na koniec okresu	105,3	104,1
	<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>	<i>13%</i>	<i>11%</i>
Kędzierzyn-Koźle	stan na początku okresu	241,0	247,7
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	12,7	26,8
	przyrost związany z rozwojem miasta	19,4	15,1
	stan na koniec okresu	247,7	236,0
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>		<i>3%</i>	<i>-2%</i>

Na terenie gminy działania termomodernizacyjne dla zorganizowanego budownictwa wielorodzinnego są średniozaawansowane, w mniejszym tempie prowadzone są one przez odbiorców indywidualnych. Może więc zajść sytuacja, że działania termomodernizacyjne realizowane na istniejącej zabudowie w dalszym ciągu będą równoważyć przyrost zapotrzebowania wynikający z potrzeb nowej zabudowy. Dodatkowo przewiduje się zmniejszanie zapotrzebowania ciepła w wyniku ubytku zasobów, głównie wyburzeń starych budynków. Szacuje się, że do roku 2030 może nastąpić spadek zapotrzebowania ciepła w zabudowie mieszkaniowej w stosunku do stanu obecnego o około 10%.

Z uwagi na istniejący potencjał obszarów gminy, na których może rozwijać się działalność usługowa i wytwórcza przewiduje się, że możliwy będzie wzrost zapotrzebowania na ciepło przez tę grupę odbiorców.

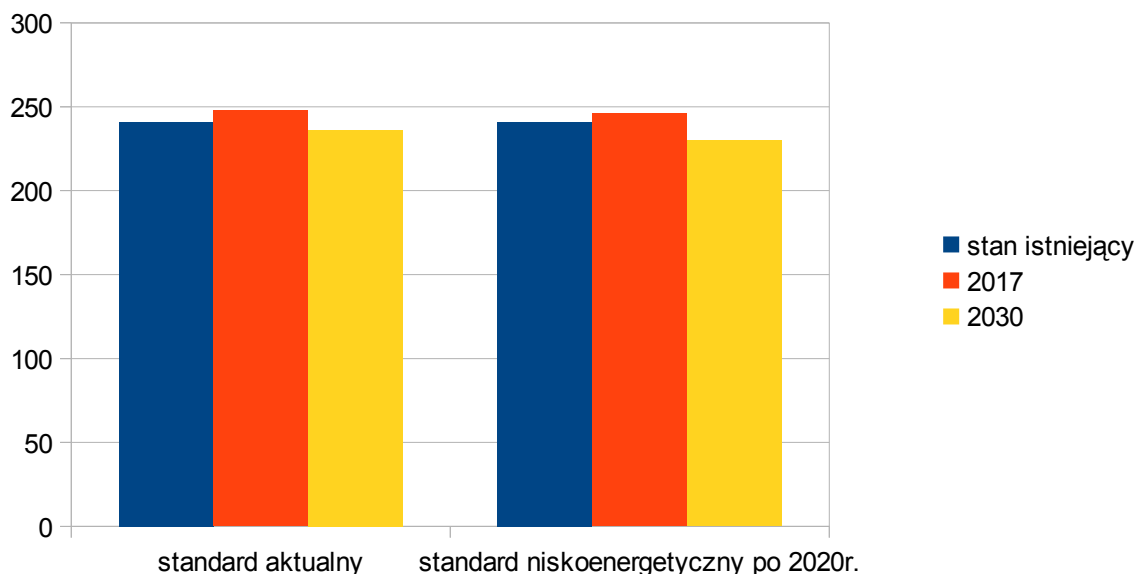
Sumarycznie w wariantcie zrównoważonym szacuje się, że do roku 2030 może nastąpić spadek zapotrzebowania mocy cieplnej o około 2% w stosunku do stanu obecnego i docelowo osiągnie ona wielkość około 236 MW. Szacuje się, że w perspektywie średniookresowej, tj. do roku 2017, nastąpi przyrost zapotrzebowania w stosunku do stanu obecnego o około 3%.

Dla wariantu zrównoważonego przeprowadzono analizę potrzeb ciepłych z uwzględnieniem dojścia do realizacji budynków blisko zeroenergetycznych, której podsumowanie przedstawiono poniżej, a skalę obniżenia potrzeb przedstawia wykres 7-2.

Tabela 7-6. Przyszłościowy bilans cieplny gminy [MW] - wariant zrównoważony niskoenergetyczny

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do2017	2018-2030
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	147,6	142,4
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	7,7	15,1
	przyrost związany z nowym budownictwem	2,5	3,4
	stan na koniec okresu	142,4	130,7
	<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>	<i>-4%</i>	<i>-11%</i>
Strefa usług i przemysłu	stan na początku okresu	93,4	103,6
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	5,0	11,7
	przyrost związany z rozwojem	15,2	7,4
	stan na koniec okresu	103,6	99,3
	<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>	<i>11%</i>	<i>6%</i>
Kędzierzyn-Koźle	stan na początku okresu	241,0	246,0
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	12,7	26,8
	przyrost związany z rozwojem miasta	17,7	10,8
	stan na koniec okresu	246,0	230,0
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>		<i>2%</i>	<i>-5%</i>

Wykres 7-2. Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło. Wariant zrównoważony ze spełnieniem warunku obiektu blisko zeroenergetycznego po 2020r.



Wariant optymistyczny

Tabela 7-7. Przyszłościowy bilans ciepły gminy [MW] - wariant optymistyczny

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do2017	2018-2030
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	147,6	141,7
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	9,1	18,2
	przyrost związany z nowym budownictwem	3,2	5,9
	stan na koniec okresu	141,7	129,4
	<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>	<i>-4%</i>	<i>-12%</i>
Strefa usług i przemysłu	stan na początku okresu	93,4	111,4
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	4,0	9,1
	przyrost związany z rozwojem	22,0	13,7
	stan na koniec okresu	111,4	116,0
	<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>	<i>19%</i>	<i>24%</i>
Kędzierzyn-Koźle	stan na początku okresu	241,0	253,1
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	13,1	27,3
	przyrost związany z rozwojem miasta	25,2	19,6
	stan na koniec okresu	253,1	245,4
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>		<i>5%</i>	<i>2%</i>

W wariantcie optymistycznym założono, że równolegle ze zwiększoną intensywnością realizacji inwestycji w zakresie budowy nowych obiektów (zarówno w sferze zabudowy mieszkaniowej, jak i szeroko rozumianej sferze usług i wytwórczości), zwiększone będzie również tempo działań zmierzających do obniżenia potrzeb energetycznych obiektów (procesy termomodernizacyjne). Efektem ww. skomasowanych działań będzie, w perspektywie do 2017 roku wzrost zapotrzebowania o ok. 5% w stosunku do stanu wyjściowego i około 2% wzrostu zapotrzebowania w okresie docelowym, tj. do wartości około 245 MW.

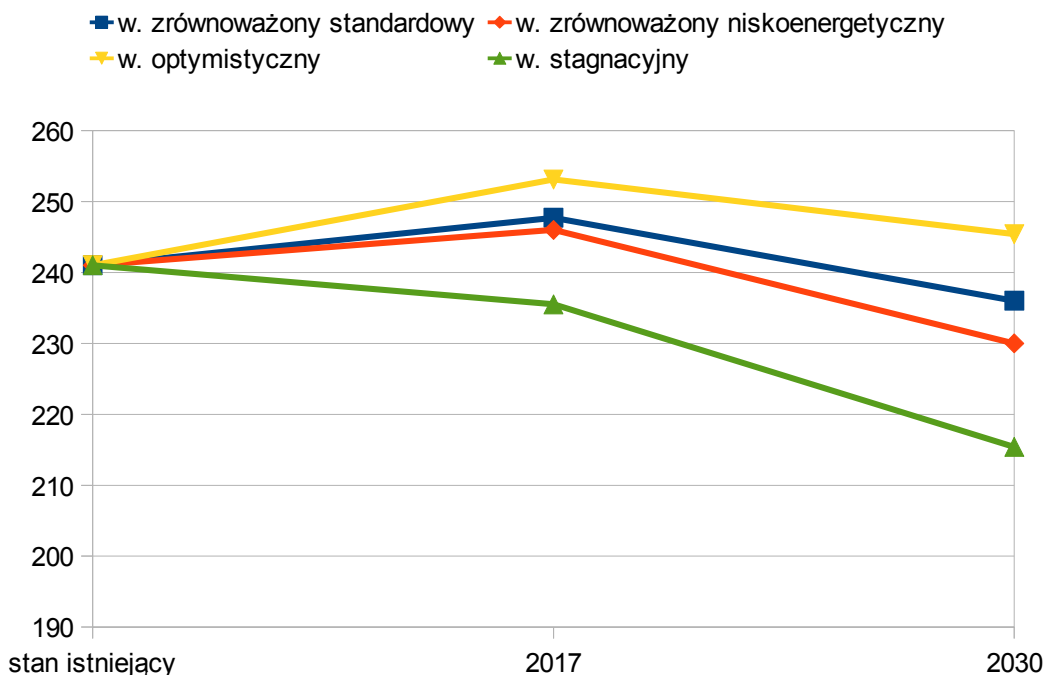
Wariant stagnacyjny

Tabela 7-8. Przyszłościowy bilans ciepły gminy [MW] - wariant stagnacyjny

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do2017	2018-2030
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	147,6	143,4
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	6,3	11,7
	przyrost związany z nowym budownictwem	2,1	1,9
	stan na koniec okresu	143,4	133,6
	<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>	<i>-3%</i>	<i>-9%</i>
Strefa usług i przemysłu	stan na początku okresu	93,4	92,1
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	5,5	12,9
	przyrost związany z rozwojem	4,2	2,6
	stan na koniec okresu	92,1	81,8
	<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>	<i>-1%</i>	<i>-12%</i>
Kędzierzyn -Koźle	stan na początku okresu	241,0	235,5
	spadek w wyniku ubytków i działań termomodernizacyjnych	11,8	24,6
	przyrost związany z rozwojem miasta	6,3	4,5
	stan na koniec okresu	235,5	215,4
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2011r.</i>		<i>-2%</i>	<i>-11%</i>

Sumarycznie w wariantcie stagnacyjnym szacuje się, że przez cały analizowany okres wielkość zapotrzebowania na ciepło będzie miała tendencję do obniżania się - o ok. 11% do 2030 r.

Obrazowo skalę zmian zapotrzebowania na ciepło, jakie potencjalnie mogą wystąpić w analizowanym okresie, przedstawiono zbiorczo na poniższym wykresie.

Wykres 7-3. Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło dla gminy


7.4.2. Prognoza zmian w strukturze zapotrzebowania na ciepło

Oprócz przyrostu zapotrzebowania ciepła wynikającego z rozwoju gminy oraz 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:

- systemu ciepłowniczego (w rejonach jego oddziaływania);
- paliw niskoemisyjnych (gaz ziemny, olej opałowy, gaz płynny, węgiel wysokiej jakości);
- źródeł energii odnawialnej (kolektory słoneczne, pompy ciepła, biomasa);
- energii elektrycznej.

Obecne wg wykonanych szacunków zapotrzebowanie mocy cieplnej pokrywane przez ogrzewania węglowe na terenie całej gminy wynosi ok. 36 MW (15% potrzeb).

W grupie ogrzewań węglowych jw. powinny zajść zmiany sposobu ogrzewania.

W świetle powyższego jako odbiorców, dla których powinna nastąpić zmiana sposobu ogrzewania należy przede wszystkim wymienić zabudowę mieszkaniową.

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 25 MW.

7.5. Prognoza zmian zapotrzebowania na gaz ziemny - poziom źródłowy

Dla oszacowania tempa przyrostu zapotrzebowania i jego zakresu na poziomie źródłowym w poniższej tabeli przedstawiono zapotrzebowanie szczytowe gazu sieciowego dla wariantu zrównoważonego, optymistycznego i pełnej chłonności terenów rozwoju.

Tabela 7-9. Przyrost zapotrzebowania gazu sieciowego GSG dla nowych odbiorców [m³/h]

Przyrost zapotrzebowania	Wariant zrównoważony			Wariant optymistyczny			Pełna chłonność terenu
	do 2017	2018÷2030	Łącznie do 2030	do 2017	2018÷2030	Łącznie do 2030	
Budownictwo mieszkaniowe	286	526	812	366	674	1 040	6 323
Usługi i przemysł	1 939	1 207	3 146	2 521	1 569	4 090	5 496

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 przedsięwzięcia gazowniczego o warunki przyłączenia.

Odrębnym zagadnieniem jest ocena wielkości zapotrzebowania na gaz ziemny w przypadku podjęcia decyzji przez przedsiębiorstwa o rozbudowie źródeł wytwarzania energii lub ich głębokiej modernizacji z wykorzystaniem gazu ziemnego sieciowego jako paliwa. Dotyczy to również możliwości pojawienia się nowego wytwórcy energii, chcącego bazować na paliwie gazowym. Wzrost zapotrzebowania na gaz wynikający z planów rozbudowy ww. źródeł winien być przedmiotem niezależnych uzgodnień warunków zasilania pomiędzy zainteresowanym podmiotem, a operatorem sieci.

7.6. Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną - poziom źródłowy

Wielkość zmian zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie źródłowym wyznaczono przyjmując założenie, że podstawowe zapotrzebowanie dla odbiorców pozaprzemysłowych to: oświetlenie, sprzęt gospodarstwa domowego, sprzęt elektroniczny i ewentualnie wytwarzanie c.w.u. Wzrastać może zapotrzebowanie na energię elektryczną dla celów grzewczych, szczególnie w zabudowie wielorodzinnej, gdzie dotychczas wykorzystywane było ogrzewanie piecowe, lecz z jednej strony jest to element stanowiący tylko ok. 1% zapotrzebowania na energię cieplną, a z drugiej praktycznie nie stanowi o zwiększeniu zapotrzebowania na moc zainstalowaną u odbiorcy korzystającego już z energii elektrycznej dla wytwarzania c.w.u.

Składniki infrastruktury elektroenergetycznej zapewniającej dostawę energii elektrycznej do zabudowy mieszkaniowej winny zatem charakteryzować się takimi właściwościami technicznymi, aby ich użytkownicy mogli korzystać z posiadanych urządzeń gospodarstwa domowego, sprzętu RTV, teletechnicznego i innego zarówno teraz, jak i przez okres co najmniej 25 do 30 najbliższych lat, tj. winny być tak zwymiarowane i wykonane, aby były w stanie sprostać nowym wymaganiom wynikającym ze zmian w wyposażeniu mieszkań w urządzenia elektryczne i zmian stylu życia mieszkańców. W warunkach przeprowadzanej na skalę ogólnoeuropejską transformacji zasad dostawy

dóbr energetycznych do warunków rynkowych, 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 na poziomie źródłowym, dokonano przyjmując wskaźniki zapotrzebowania mocy stosownie do ustaleń wymienionej normy. Odrębnym problemem był dobór wartości tzw. współczynników jednoczesności.

W przypadku normy N SEP E-002 za pierwowzór posłużyła norma niemiecka DIN 18015/1 mimo, że moce zapotrzebowane przez poszczególne mieszkania są w tej normie nieco większe, równe odpowiednio 14,5 kW oraz 34 kW. Zbliżone wartości współczynników jednoczesności uzyskano w trakcie badania obciążenia sieci zasilającej dużą dzielnicę mieszkaniową w Mannheim, składającą się z ponad 4 000 mieszkań. Należy zauważyć, że wcześniej przyjmowane w aktach normatywnych współczynniki jednoczesności dla linii zasilających dużą liczbę mieszkań przyjmowały wielkości stosunkowo wysokie, co prowadziło do znacznego i zbędnego przewymiarowania elementów infrastruktury oraz zawyżania ich kosztów. Z punktu widzenia obciążeń sieci rozdzielczej i stacji transformatorowej, współczynniki te 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. Przy bardzo dużej liczbie zasilanych mieszkań (tzn. większej od 100) przyjmuje się wartości współczynnika jednoczesności jak dla 100 mieszkań, tj. 0,086 dla mieszkań z zaopatrzeniem w ciepłą wodę z sieci ciepłowniczej oraz 0,068 dla mieszkań z elektrycznymi podgrzewaczami ciepłej wody. Tak obliczone zapotrzebowanie mocy może stanowić podstawę dla wyznaczenia wymaganej mocy transformatorów oraz sposobu ustalania przekrojów żył kabli sieci rozdzielczej niskiego napięcia.

W niniejszym opracowaniu zakres wzrostu zapotrzebowania na szczytową moc elektryczną w budownictwie mieszkaniowym określono dla:

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

Wielkości zapotrzebowania szczytowej mocy elektrycznej przez potencjalnych nowych inwestorów z zakresu usług i wytwórczości oszacowane są wskaźnikowo i winny być skorygowane w chwili, kiedy możliwe będzie określenie struktury działalności takich firm. Dla tej grupy odbiorców współczynnik jednoczesności przyjmuje się również zgodnie z normą N SEP-E-002. Dla zabudowy przemysłowej oraz sektora użyteczności publicznej dokonano oszacowania zapotrzebowania mocy szczytowej, przyjmując zapotrzebowanie szczytowej mocy elektrycznej wymagane dla podobnego typu obiektów. Ponadto uwzględniono prognozowane przyrosty mocy zamówionej zgłoszone przez aktualnie znaczących odbiorców.

W poniższych tabelach przedstawiono poziom wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną dla określonych w opracowaniu terenów rozwoju szczytowo u odbiorców łącznie dla całego miasta, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności, dla pełnej chłonności oraz w wytypowanych okresach czasowych dla zrównoważonego wariantu rozwoju miasta, dla poszczególnych scenariuszy rozwoju (minimalny i maksymalny w przypadku budownictwa mieszkaniowego).

Tabela 7-10. Prognozowany przyrost zapotrzebowania szczytowej mocy elektrycznej [MW] w zabudowie usługowo-przemysłowej gminy

Rodzaj zabudowy	Przyrost zapotrzebowania mocy [MW]			Przyrost zapotrzebowania na poziomie źródłowym (współczynnik jednoczesności poboru mocy =0,3)		
	dla pełnej chłonności	w latach		dla pełnej chłonności	w latach	
		do 2017	2018 – 2027		do 2017	2018 – 2027
usługowa	36,6	4,5	12,3	10,9	1,3	3,6
przemysłowa	31,5	18,7	3,2	9,4	5,6	0,9

Jak już powyżej wspomniano zestawione wielkości przyrostu zapotrzebowania mocy dla rodzajów zabudowy stanowią obraz zapotrzebowania szczytowego u odbiorcy (zakres zmian zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie źródłowym w stacjach transformatorowych jest odpowiednio mniejszy), a więc przeniesienie ich na potencjalne obciążenie stacji transformatorowych zależy jest od ustalenia współczynników jednoczesności odbioru, które zależą od łącznej ilości i charakteru odbiorów zasilanych ze stacji transformatorowej. W powyższej tabeli podano łączny przyrost zapotrzebowania na poziomie źródłowym z wykorzystaniem współczynnika jednoczesności poboru mocy równego 0,3.

Tabela 7-11. Prognozowany przyrost zapotrzebowania szczytowej mocy elektrycznej [MW] w zabudowie mieszkaniowej

Rodzaj scenariusza	dla pełnej chłonności	w latach	
		do 2017	2018 – 2027
Przyrost zapotrzebowania mocy u odbiorcy - scenariusz min. [MW]	89,7	4,0	10,4
<i>Przyrost zapotrzebowania na poziomie źródłowym</i>	<i>7,7</i>	<i>0,3</i>	<i>0,8</i>
Przyrost zapotrzebowania mocy u odbiorcy - scenariusz max [MW]	152,4	6,8	17,7
<i>Przyrost zapotrzebowania na poziomie źródłowym</i>	<i>11,7</i>	<i>0,5</i>	<i>1,3</i>

Przy zastosowaniu współczynników jednoczesności dla budownictwa mieszkaniowego przyrost zapotrzebowania mocy w perspektywie roku 2030 wyniesie od 1,1 do 1,8 MW. Lokalizacja nowego budownictwa będzie ściśle związana z warunkami, które w znacznym stopniu określone zostaną przez przyszłych inwestorów.

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

8. Scenariusze rozwoju systemów energetycznych

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 jej przyzwoleniem odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne.

Głównym założeniem scenariuszy zaopatrzenia w energię powinno być wskazanie optymalnych sposobów pokrycia potencjalnego zapotrzebowania na energię dla nowego budownictwa.

Rozwój systemów energetycznych ukierunkowany na pokrycie zapotrzebowania na energię na nowych terenach rozwoju powinien charakteryzować się cechami takimi jak: zasadność ekonomiczna działań inwestycyjnych i minimalizacja przyszłych kosztów eksploatacyjnych.

Zasadność ekonomiczna działań inwestycyjnych to zgodność działań z zasadą samofinansowania się przedsięwzięcia. Jej przejawem będzie m.in.:

- realizacja takich inwestycji, które dadzą możliwość spłaty nakładów inwestycyjnych w cenie energii jaką będzie można sprzedać dodatkowo;
- nie wprowadzanie w obszar rozwoju zbędnie równoległe różnych systemów energetycznych, np. jednego jako źródła ogrzewania, a drugiego jako źródła ciepłej wody użytkowej i na potrzeby kuchenne, 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, rozwiązania techniczne: system ciepłowniczy, gaz sieciowy oraz rozwiązania indywidualne oparte w głównej mierze o niskoemisyjne spalanie węgla, oleju opałowego i biomasy, jak również wykorzystanie odnawialnych źródeł energii - OZE (kolektory słoneczne, pompy ciepła lub inne). W niektórych przypadkach na cele grzewcze wykorzystana może być 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 cieplnych dwufunkcyjnych (c.o.+ c.w.u.);
- gaz sieciowy:
 - ◆ budowa sieci gazowej z przyłączami do budynków,
 - ◆ budowa kotłowni gazowych lub instalowanie dwufunkcyjnych pieców 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.

W zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną wskazuje się rozwiązania polegające na przyłączeniu do istniejących na danym terenie sieci elektroenergetycznych oraz należy rozpatrzyć możliwość zastosowania ogniw fotowoltaicznych.

8.1. Nakłady inwestycyjne na budowę infrastruktury energetycznej

Z uwagi na fakt, że na etapie obecnej wiedzy nie ma możliwości określenia faktycznych potrzeb energetycznych potencjalnego nowego budownictwa, poniżej, dla celów orientacyjnych przedstawiono wskaźnikowe ceny budowy przykładowych elementów infrastruktury energetycznej. Wskaźniki poniższe zostały opracowane na bazie następujących materiałów:

- „Zbiór jednostkowych wskaźników cenowych...”, BISTYP I kw. 2012”;
- oferty dostawców i wykonawców;
- projekt „Planowanie energetyczne w Polsce na szczeblu gminy – pomoc dla osób podejmujących decyzje” 2000r. - gł. wykonawca projektu duńska firma COWI;
- cenniki dostępne na stronach internetowych.

W przedstawionych wskaźnikach nie uwzględniono podatku od towarów i usług VAT.

8.1.1. Infrastruktura ciepłownicza

Sieć ciepła z rur preizolowanych z alarmem (system dwóch rur w wykopie) - zakres robót:

- wykop o ścianach pionowych, wykonany mechanicznie z odwozem ziemi na odkład czasowy na odległość 1 km;
- umocnienie wykopu wypraskami stalowymi;
- podłoże pod rurociągi - z ubitego piasku o grubości warstwy 0,20 m, odległość między rurami 0,30 m, odległość rur od krawędzi wykopu 0,40 m;
- obsypanie ręczne rur piaskiem do wysokości 0,20 m ponad wierzch rury wraz z zagęszczeniem, zasypanie wykopów warstwami 0,20÷0,30 m ziemią dowiezioną z odkładu z zagęszczaniem kolejnych warstw;
- przeprowadzenie próby szczelności rurociągu;
- oznaczenie trasy ciepłociągu taśmą ostrzegawczą, umieszczoną ok. 0,20÷0,50 m ponad wierzchem każdego z rurociągów.

Tabela 8-1. Sieć z rur preizolowanych - wskaźnikowe ceny

Sieć ciepła 2x...	Jednostka miary	Koszt jednostkowy (I kw. 2012r.)
DN32	zł/m	591,50
DN40	zł/m	595,56
DN50	zł/m	654,68
DN65	zł/m	683,19
DN80	zł/m	830,89
DN100	zł/m	954,57
DN125	zł/m	1 109,87
DN150	zł/m	1 289,97
DN200	zł/m	1 784,00
DN250	zł/m	2 053,11
DN300	zł/m	2 821,43
DN350	zł/m	3 235,23
DN400	zł/m	4 314,36
DN500	zł/m	5 751,06

Kotłownia kontenerowa o mocy 1 MW:

- gazowa - 462 336,09 zł/kpl.
- olejowa - 441 910,03 zł/kpl. 1MW

Zakres dostawy kotłowni systemowych:

- konstrukcja budynku kotłowni wraz z kotłem i kominem dwuściennym ocieplonym wolnostojącym wys. 16 m (przy dwóch kotłach komin posiada dwa czopuchy oraz dwa kanały kominowe)
- pompa obiegu kotłowego, pompy obiegowe c.o., pompy podnoszenia ciśnienia;
- palnik gazowy lub olejowy;
- stacja redukcyjno-pomiarowa ciśn. gazu lub zbiornik magazynowy oleju;
- licznik energii cieplnej;
- automatyka pogodowa;
- stacja przygotowania ciepłej wody użytkowej, stacja uzdatniania wody, naczynie wzbiorcze;
- rurarz z armaturą;
- nagrzewnica z wyposażeniem, wentylator z wyposażeniem, automatyka i oprzyrządowanie;
- system energetyczny;
- dokumentacja techniczna, kompletacja i załadunek w fabryce.

8.1.2. Infrastruktura elektroenergetyczna

Linia kablowa nN o długości 1 km wykonana kablem 0,6/1 kV w terenie miejskim:

Tabela 8-2. Linie kablowe nN - wskaźnikowe ceny

Linia kablowa nN kabel YAKY ...	Jednostka miary	Koszt jednostkowy (I kw. 2012r.)	Linia kablowa nN kabel YAKXS ...	Jednostka miary	Koszt jednostkowy (I kw. 2012r.)
4x120 mm ²	zł/km	281 466,00	4x120 mm ²	zł/km	283 907,60
4x150 mm ²	zł/km	299 335,70	4x150 mm ²	zł/km	302 267,85
4x185 mm ²	zł/km	322 154,10	4x185 mm ²	zł/km	325 755,20
4x240 mm ²	zł/km	368 238,20	4x240 mm ²	zł/km	373 199,40

Linia kablowa SN o długości 1 km wykonywana kablem XRUHAKXS 1x120/50 mm² 12/20 kV w terenie miejskim (wyjście ze stacji kontenerowej) - 248 763,40 zł/km.

Linia kablowa SN o długości 1 km wykonywana kablem XRUHAKXS 1x120/50 mm² 12/20 kV w terenie poza miejskim (zejście z linii napowietrznej) - 163 451,20 zł/km.

Linia oświetleniowa na terenie miejskim - 572 132,80 zł/km, w tym:

- instalacja oświetlenia zewnętrznego przyłączona do szafy energetycznej SZO 918 zasilonej kablem YAKY 4x120 mm² ułożonym w rowie kablowym wykopanym ręcznie w gruncie kategorii III;
- lina o długości 200 m prowadzona z rozdzielni nN, którą wyposażono w rozłącznik bezpiecznikowy SLBM 630;
- linie kablowe do słupów oświetleniowych wykonane kablem YKY 5x16 mm² o długości 2400 m ułożonym w rowie kablowym wykopanym ręcznie w gruncie kategorii III i osłoniętym rurami osłonowymi giętkimi do kabli DUR Ø75 (1950 m) oraz rurą osłonową AROT 110PS (100m);
- oprawy oświetlenia zewnętrznego SGS 305/150 + SON-E 150W umieszczone na 38 słupach stalowych SAL-8 wyposażonych w wysięgnik ROSA i tabliczkę bezpiecznikową słupową TB-1.

8.1.3. Infrastruktura gazownicza

Gazociąg średniego ciśnienia z rur PE 100 SDR 11, ułożony w rurach ochronnych, układany w gruncie suchym o małym uzbrojeniu.

Zakres robót:

- wykopy o ścianach pionowych, szerokość do 1,5 m i głębokości do 1,5 m, ziemia z wykopów złożona na odkład;
- wykonanie podsypki piaskowej grubości 15 cm;
- ułożenie gazociągu z rur PE w rurach ochronnych, montaż armatury i uzbrojenia (zasuwy i sączi węchowe nad rurą ochronną);
- badanie szczelności gazociągu;
- zasypanie wykopów ziemią złożoną na odkładzie z rozplantowaniem nadmiaru ziemi;
- oznakowanie taśmą z tworzywa sztucznego trasy przebiegu gazociągu ułożonego w ziemi.

Tabela 8-3. Sieć s/c z rur PE - wskaźnikowe ceny

Sieć gazowa	Jednostka miary	Koszt jednostkowy (I kw. 2012r.)
DN63/5,8	zł/m	291,06
DN90/8,2	zł/m	321,20
DN110/10,0	zł/m	339,56
DN125/11,4	zł/m	377,42
DN160/14,6	zł/m	437,29
DN225/20,5	zł/m	586,67
DN250/22,7	zł/m	662,19
DN315/28,6	zł/m	920,27

Gazociąg wysokiego ciśnienia 6,4 MPa, z rur stalowych z fabryczną izolacją z PE, układany w gruncie suchym o małym uzbrojeniu.

Zakres robót:

- wykopy o ścianach pionowych, szerokość do 1,5 m i głębokości do 1,5 m, ziemia z wykopów złożona na odkład;
- wykonanie podsypki piaskowej grubości 15 cm;
- ułożenie gazociągu z rur stalowych, montaż armatury i uzbrojenia (zasuwy odcinające i sączi węchowe);
- badanie szczelności gazociągu;
- zasypanie wykopów ziemią złożoną na odkładzie z rozplantowaniem nadmiaru ziemi;
- oznakowanie taśmą z tworzywa sztucznego trasy przebiegu gazociągu ułożonego w ziemi.

Tabela 8-4. Sieć w/c z rur stalowych z fabryczną izolacją z PE - wskaźnikowe ceny

Sieć gazowa	Jednostka miary	Koszt jednostkowy (I kw. 2012r.)
DN100/4,5	zł/m	466,20
DN150/4,5	zł/m	565,72
DN200/7,1	zł/m	630,66
DN250/7,1	zł/m	698,03
DN300/8,0	zł/m	1 000,90

8.2. Analiza ekonomiczna wyboru rozwiązań zaopatrzenia w media energetyczne

Analiza wielokryteriowa opiera się na założeniach maksymalizacji funkcji użyteczności, zysku i minimalizacji kosztów, obejmując jednocześnie wiele założeń pozwalających na wybór rozwiązania najlepszego z punktu widzenia kryteriów oceny. Wybór najkorzystniejszego rozwiązania bazuje na rozpoznaniu wielowymiarowego charakteru decyzji, która daje szansę wyboru rozwiązania satysfakcjonującego. Najtrudniejszym elementem determinującym racjonalność prowadzenia analizy wielokryteriowej jest uwzględnienie hierarchii kryteriów oceny poprzez nadanie im priorytetów w postaci wag.

Typ i charakterystyka analizowanych obiektów

Z uwagi na specyfikę możliwych rozwiązań zaopatrzenia w energię w zabudowie mieszkaniowej, nieporównywalność warunków zaopatrzenia oraz kształt analiz urbanistycznych dostępnych w postaci dokumentów planowania przestrzennego stanowiących podstawę analiz energetycznych, zasady oceny opracowane zostały dla różnych kategorii zabudowy mieszkaniowej. Generalnie zabudowę mieszkaniową sprowadzić można do dwóch głównych kategorii budynków: jednorodzinnej, którą stanowią budynki mieszkaniowe indywidualne, oraz wielorodzinnej zbiorowego zamieszkiwania o wyższej gęstości zapotrzebowania na energię. Zabudowa wielorodzinna z uwagi na zróżnicowaną wysokość może charakteryzować się zróżnicowaną gęstością energetyczną. Do dalszych analiz przyjęto trzy podstawowe rodzaje budynków:

- Budynek jednorodzinny o powierzchni użytkowej 150 m²;
- Budynek wielorodzinny do 4 kondygnacji o powierzchni użytkowej 1 000 m²;
- Budynek wielorodzinny powyżej 4 kondygnacji o powierzchni użytkowej 3 700 m².

Przyjęte rozwiązania zaopatrzenia budynków w ciepło

Porównanie rozwiązań zaopatrzenia w energię będzie możliwe w wypadku rozwiązań opartych o konkretne urządzenia i wybrany nośnik. Takie rozwiązania można nazwać typowymi, gdyż przy założeniu średniej wielkości sprawności przetwarzania i innych parametrów związanych z wybranym typem urządzeń i nośnika, można przyjąć parametry charakteryzujące całą grupę użytkowników rozwiązania.

Do analizy przyjęto rozwiązania zaopatrzenia w energię obiektów mieszkaniowych oparte o dostępne na obszarze gminy systemy energetyczne:

- ogrzewanie z ciepłowniczej sieci miejskiej (sc) - z parametrami na poziomie ZAK + MZEC;
- ogrzewanie na bazie gazu ziemnego sieciowego (sg) - z parametrami na poziomie GSG;
- ogrzewanie na bazie oleju opałowego (ol);
- ogrzewanie na bazie energii elektrycznej (ee);
- ogrzewanie na bazie gazu płynnego (gp).

Analizę porównawczą przeprowadzono przy wykorzystaniu metody LCC (Life Cycle Cost).

Metoda LCC - analiza kosztów w cyklu życia

Metoda LCC (Life Cycle Cost) to analiza kosztów w całym okresie eksploatacji systemu czyli cyklu jego życia określonego jako przedział czasu od powstania koncepcji wyrobu do jego likwidacji.

Koszty LCC można zdefiniować jako sumę wszystkich kosztów przypisanych bezpośrednio i pośrednio do określonego systemu od początku do końca jego istnienia, co w praktyce obejmuje:

- koszty nabycia w tym:
 - ◆ koszty zakupu,

- ◆ koszty instalacji,
- koszty posiadania w tym:
 - ◆ koszty energii,
 - ◆ koszty obsługi i konserwacji,
 - ◆ koszty usuwania awarii,
 - ◆ koszty środowiskowe,
 - ◆ koszty wycofania z eksploatacji,
 - ◆ koszty pozostałe.

Wyznaczenie sumy nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych w całym okresie analizy określa się zależnością:

$$LCC = C_i + B * C_e$$

gdzie:

C_i – całkowite nakłady inwestycyjne,

C_e – całkowite koszty eksploatacyjne,

B – czynnik określający bieżącą wartość kosztów eksploatacyjnych w cyklu życia liczony jako:

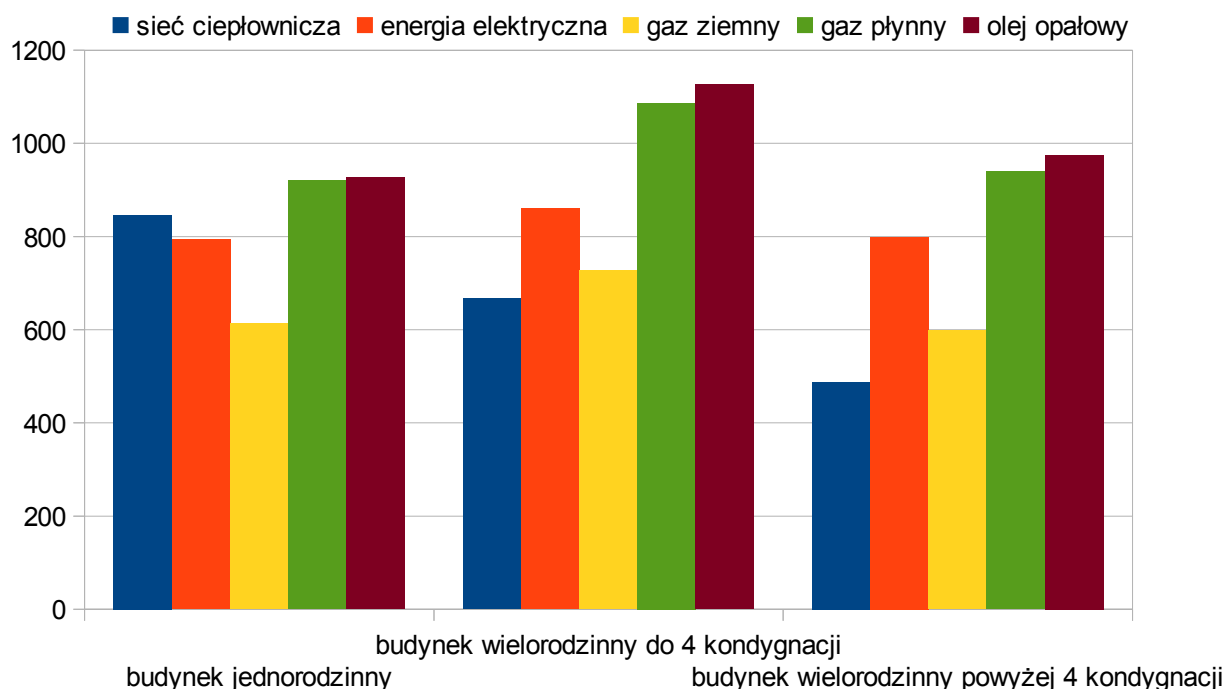
$$B = \frac{(1 + r)^T - 1}{r(1 + r)^T}$$

gdzie „ T ” to okres życia inwestycji, zaś „ r ” to stopa dyskonta.

Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto 15 letni okres życia instalacji oraz stopę dyskonta wynoszącą 8%.

Poniżej przedstawiono wynik analizy LCC.

Wykres 8-1. Łączne koszty w cyklu życia dla poszczególnych systemów [zł/m²]



Biorąc pod uwagę łączne koszty w całym okresie eksploatacji rozwiązania, tj. zarówno nakłady inwestycyjne poniesione na zakup i instalację urządzeń oraz wszystkie koszty eksploatacyjne związane z użytkowaniem rozwiązania w przypadku budynków jednorodzinnych najniższymi kosztami charakteryzuje się rozwiązanie oparte o gaz ziemny sieciowy. Jest ono przeciętnie tańsze o ok. 20-30 % w stosunku do pozostałych rozwiązań.

W przypadku budynków wielorodzinnych do 4 kondygnacji, gdzie koszty eksploatacyjne stanowią większy udział w strukturze kosztów całkowitych, najkorzystniejszym rozwiązaniem jest zaopatrzenie budynków w ciepło z sieci ciepłowniczej. Różnica w łącznych kosztach w cyklu życia w porównaniu z pozostałymi rozpatrywanymi rozwiązaniami wynosi nawet do 40%, a w przypadku budynków powyżej 4 kondygnacji różnica ta zwiększa się jeszcze bardziej.

8.3. Scenariusze zaopatrzenia nowych odbiorców w ciepło i gaz sieciowy

Charakteryzując poszczególne obszary gminy pod kątem wyposażenia w infrastrukturę energetyczną - dostępność systemu ciepłowniczego i gazowniczego, w dalszej części rozdziału, wskazano rozwiązania umożliwiające pokrycie potrzeb cieplnych wytypowanych obszarów rozwoju, zarówno budownictwa mieszkaniowego, jak i strefy usług i wytwórczości oraz preferencje dla wykorzystania systemu ciepłowniczego i/lub gazowniczego.

Zastosowano następujące oznaczenia dla wskazania preferowanych rozwiązań:

10 - wykorzystanie systemu ciepłowniczego,

20 - wykorzystanie systemu gazowniczego,

12 - możliwość wykorzystania obu systemów, ze wskazaniem na ciepłowniczy jako preferowany,

21 - możliwość wykorzystania obu systemów, ze wskazaniem na gazowniczy jako preferowany.

8.3.1. Nowe obszary pod zabudowę mieszkaniową

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę mieszkaniową przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 8-5. Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę mieszkaniową

Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej				
		System ciepłowniczy	Gaz sieciowy	Rozwiązania indywidualne		
				olej opałowy, inne	węgiel	OZE
-	10	X				X
J - MW	12	X	X			X
B - MN1; F - MN	21	X	X			X
B - MN2; D - MW2, MW3, MW5; F - MW; H - MN; N - MN1, MN2, MN3	20		X			X
D - MN2, MN3, MN4, MN5, MW1, MW4; G - MN3; J - MN	ind		(X)	X	X	X
A - MN; C - MN; D - MN1; G - MN1, MN2 I - MN1, MN2; M - MN1, MN2	ind			X	X	X

Dla pokrycia potrzeb cieplnych obszarów budownictwa mieszkaniowego: J-MW zaleca się w pierwszej kolejności wykorzystanie systemu ciepłowniczego, a w drugiej - systemu gazowniczego, a dla pokrycia potrzeb cieplnych obszarów budownictwa mieszkaniowego: B-MN1, D-MW3 F-

MN zaleca się w pierwszej kolejności wykorzystanie systemu gazowniczego, a w drugiej - ciepłowniczego.

Natomiast obszary przeznaczone dla nowego budownictwa mieszkaniowego: B-MN2, D-MW2, D-MW5, F-MW, H-MN, N-MN1, N-MN2, N-MN3 winny być zaopatrywane z systemu gazowniczego - dystrybutor gazu deklaruje możliwość ujęcia tych obszarów w przyszłych Planach rozwoju, zaznaczając że wymagana będzie rozbudowa istniejącej sieci gazowej lub budowa nowej.

Obszary przeznaczone dla budownictwa mieszkaniowego znacznie oddalone od systemów sieciowych, których zaopatrzenia w ciepło czy gaz przedsiębiorstwa energetyczne nie zdecydują się ująć (po przeanalizowaniu szczegółowych warunków techniczno-ekonomicznych przedsięwzięcia) w swych planach rozwoju, zaleca się zaopatrywać w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych, z dopuszczeniem wykorzystania węgla w kotłach niskoemisyjnych oraz ze szczególnym uwzględnieniem możliwości zastosowania OZE - np. kolektorów słonecznych do współpracy z instalacjami c.w.u czy też pomp ciepła w poszczególnych obiektach.

8.3.2. Nowe obszary pod zabudowę usługową i wytwórczą

Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę usługową przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 8-6. Wskazane rozwiązania zaopatrzenia w ciepło obszarów rozwojowych pod zabudowę usługową i wytwórczą

Oznaczenie obszaru rozwoju	Preferowane rozwiązanie	Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej				
		System ciepłowniczy	Gaz sieciowy	Rozwiązania indywidualne		
				olej opałowy, inne	węgiel	OZE
-	10	X				X
E - U2, P	12	X	X			X
B - U2, U3; E - U1	21	X	X			X
A - U1, U2; B - UC; H - US; J - U; K - U2	20		X			X
B - U1; D - U1, U2, U3, U4, US; E - U3	ind		(X)	X	X	X
A - US; E - UC; G - U; K - U1, P; M - US	ind			X	X	X

Dla pokrycia potrzeb cieplnych budownictwa usługowego i wytwórczego: E-U2, E-P zaleca się w pierwszej kolejności wykorzystanie systemu ciepłowniczego, a w drugiej - systemu gazowniczego, a dla pokrycia potrzeb cieplnych obszarów: B-U2, B-U3, E-U1 zaleca się w pierwszej kolejności wykorzystanie systemu gazowniczego, a w drugiej - ciepłowniczego.

Natomiast obszary przeznaczone dla nowego budownictwa usługowego i wytwórczego: A-U1, A-U2, B-UC, H-US, J-U, K-U2 winny być zaopatrywane z systemu gazowniczego.

Obszary przeznaczone dla nowego budownictwa usługowego i wytwórczego znacznie oddalone od systemów sieciowych, których zaopatrzenia w ciepło czy gaz przedsiębiorstwa energetyczne nie zdecydują się ująć (po przeanalizowaniu szczegółowych warunków techniczno-ekonomicznych przedsięwzięcia) w swych planach rozwoju, zaleca się zaopatrywać w ciepło przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych, z dopuszczeniem wykorzystania węgla w kotłach niskoemisyjnych oraz

ze szczególnym uwzględnieniem możliwości zastosowania OZE - np. kolektorów słonecznych do współpracy z instalacjami c.w.u czy też pomp ciepła w poszczególnych obiektach.

Jednocześnie z rozwojem systemu ciepłowniczego, wynikającym z systematycznego przyłączania przygotowanych obiektów, prowadzona winna być dalsza systematyczna modernizacja systemu, tj. wymiana sieci wybudowanych w technologii tradycyjnej na preizolowaną oraz modernizacja węzłów ciepłowniczych, głównie grupowych.

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

W przypadku odbiorców zlokalizowanych w takich odległościach od systemu ciepłowniczego i gazowniczego, że nieopłacalna jest rozbudowa sieci dla ich obsługi, należy stosować rozwiązania indywidualne - głównie wykorzystanie rozwiązań opartych o zastosowanie OZE, w tym kolektory słoneczne, pompy ciepła, biomasa jako paliwo, jak również energia elektryczna, paliwa niskoemisyjne: gaz płynny, olej opałowy oraz dobrej jakości węgiel spalany w nowoczesnych wysokosprawnych kotłach.

8.4. Wytyczne do rozbudowy systemów energetycznych

8.4.1. Sposób pokrycia potrzeb cieplnych na terenie gminy

Mając na uwadze ocenę stanu istniejącego systemu zaopatrzenia gminy w ciepło należy stwierdzić, że Gmina powinna przede wszystkim:

- w przypadku nowego budownictwa - akceptować w procesie poprzedzającym budowę:
 - ◆ w pierwszej kolejności podłączenie do systemu ciepłowniczego w rejonach jego dostępności, a w następnej kolejności wykorzystanie gazu sieciowego;
 - ◆ niskoemisyjne źródła ciepła, tj. wykorzystanie gazu sieciowego, gazu płynnego, oleju opałowego, drewna, dobrej jakości węgla spalanego w nowoczesnych wysokosprawnych kotłach, wykorzystanie OZE (w tym jako wspomaganie rozwiązań tradycyjnych) oraz ogrzewanie elektryczne;
- zachęcać mieszkańców do zmiany obecnego, często przestarzałego ogrzewania z wykorzystaniem węgla spalanego w sposób „tradycyjny” (a czasami nawet odpadów), na wykorzystanie nośników energii, które nie powodują pogorszenia stanu środowiska;
- w niektórych sytuacjach skorzystać z uprawnień zapisanych w art. 363 Ustawy Prawo Ochrony Środowiska, wymuszając na właścicielu obiektu zmianę sposobu ogrzewania.

Dla zapewnienia ciągłości i pewności zaopatrzenia odbiorców w ciepło z systemu ciepłowniczego niezbędna jest kontynuacja modernizacji elementów systemu ciepłowniczego, która winna obejmować:

- ◆ wymianę pozostałych części sieci wykonanych w technologii tradycyjnej na preizolowaną,
- ◆ modernizację węzłów ciepłowniczych z uwzględnieniem doposażenia w układy automatyki regulacyjno-pogodowej wraz z regulatorami różnicy ciśnień i przepływu,
- ◆ wymianę węzłów grupowych na węzły indywidualne wraz z wymianą sieci niskoparametrowej na wysokoparametrową.

Ze względu na stan techniczny, jak i wiek urządzeń w źródłach ciepła zdalaczynnego, istnieje konieczność podjęcia przez ich właścicieli niezbędnych przedsięwzięć inwestycyjno-modernizacyjnych.

Na obszarach, na których brak jest systemów sieciowych (ciepłowniczego i gazowniczego), jak również ich rozbudowa w tych kierunkach nie spełniałaby warunków techniczno-ekonomicznej opłacalności, zaopatrzenie w ciepło winno być oparte o rozwiązania indywidualne bazujące na wykorzystaniu paliw pozwalających na ograniczenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery, tj. takich jak: olej opałowy, gaz płynny i inne paliwa ekologiczne (np. biomasa - m.in. słoma i odpady drzewne) oraz o węgiel kamienny spalany w źródłach o nowej technologii niskoemisyjnej. W mniejszym stopniu na cele grzewcze może być wykorzystana również energia elektryczna dostarczana z systemu elektroenergetycznego.

W koniecznych przypadkach wskazuje się na celowość promowania zastosowania w budownictwie mieszkaniowym i obiektach o charakterze usługowym, indywidualnych nowoczesnych rozwiązań takich jak:

- zastosowanie pomp ciepła na potrzeby ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. W takim przypadku niezbędnym będzie uzyskanie przez odbiorcę wyższego poziomu mocy zamówionej w systemie elektroenergetycznym;
- zastosowanie kolektorów słonecznych jako źródła uzupełniającego dla podgrzewu ciepłej wody użytkowej przy równoległym zastosowaniu innego źródła ciepła na potrzeby ogrzewania (np. kocioł gazowy, węglowy lub tp.);
- zastosowanie kominków z płaszczem grzewczym również jako rozwiązania wspomagającego wytwarzanie ciepła dla pokrycia potrzeb grzewczych i wytwarzania c.w.u.

We wszystkich przypadkach należy:

- dla nowo budowanych obiektów przeanalizować możliwość wykorzystania pomp ciepła, a także kolektorów słonecznych (do celów przygotowania c.w.u.);
- w przypadku remontu budynków użyteczności publicznej przewidzieć możliwość wykorzystania pomp ciepła, a także kolektorów słonecznych do celów przygotowania c.w.u. - jeżeli będzie to zasadne technicznie i ekonomicznie.

8.4.2. Wymagane działania na systemie ciepłowniczym

Dla zapewnienia ciągłości i pewności zaopatrzenia odbiorców z terenu gminy w ciepło z systemu ciepłowniczego, niezbędne jest prowadzenie działań obejmujących zagadnienie zabezpieczenia w okresie docelowym mocy wytwórczych na poziomie źródłowym oraz gwarancje optymalnych warunków przesyłu ciepła do odbiorcy.

Przedsiębiorstwa energetyczne winny podjąć zdecydowane działania modernizacyjne mające na celu ciągłą poprawę stanu technicznego urządzeń w istniejących źródłach oraz efektywności ekonomicznej tych źródeł.

Działania związane z modernizacją (odbudową) źródeł ciepła dla gminy, winny uwzględniać uwarunkowania zewnętrzne związane ze zmianami w przepisach dotyczących emisji, jakie obowiązują i będą obowiązywać w przyszłości. Należy pamiętać, że skok wymagań ekologicznych będzie stanowić determinantę wymaganego zakresu jakościowych zmian w technologii źródeł.

Wspólnotowa polityka w zakresie systemu handlu uprawnieniami do emisji tych gazów sprawia, że źródła węglowe powinny być zastępowane innymi źródłami zasilania, przy czym największą popularność zdobywają technologie wykorzystania gazu jako paliwa.

W nadchodzących latach przewidywany jest znaczny wzrost cen energii elektrycznej, determinowany przez rosnące ceny paliw kopalnych oraz wzrost kosztów wynikający ze stałego zmniejszania limitu „darmowych” uprawnień do emisji CO₂.

Na mocy postanowień dyrektywy 2009/29/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych dopuszczono przyznawanie bezpłatnych uprawnień do emisji sieciom ciepłowniczym oraz wysokosprawnej kogeneracji w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego popytu, w odniesieniu do wytwarzania energii cieplnej lub chłodu, przy czym w każdym roku następującym po roku 2013 całkowity przydział uprawnień dla takich instalacji w odniesieniu do wytwarzania energii cieplnej będzie korygowany współczynnikiem liniowym 1,74%.

Zgodnie z decyzją Komisji z 2011r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii całkowity wolumen tego typu uprawnień będzie systematycznie zmniejszany po roku 2013 według przyjętego współczynnika, co oznacza, że w roku 2013 ilość takich bezpłatnie przydzielonych uprawnień wyniesie 80%, a w roku 2020 osiągnie ona poziom 30%. Ostatecznie w 2027 roku przydział bezpłatnych uprawnień zostanie zlikwidowany.

Konieczne jest rozważenie podjęcia niezbędnych działań, w celu zabezpieczenia alternatywnego sposobu dostawy ciepła - ze źródeł innych niż węglowe, na wypadek wdrożenia lansowanej przez Unię Europejską ścieżki tzw. benchmarku gazowego, co może zaowocować znaczącym wzrostem cen ciepła po roku 2014-2016, zależnie od udziału odbiorców komunalnych w ogólnej ilości ciepła generowanego w lokalnym źródle jego zdalaczynnej dostawy. Uwzględniając czas niezbędny na realizację nowego źródła zasilania, odpowiednie czynności koncepcyjne winny być podjęte niezwłocznie. Dlatego też istotne jest wykreowanie przez władze gminy wizji funkcjonowania przyszłego zasilania lokalnych systemów ciepłowniczych oraz wdrożenie właściwych czynności zmierzających do realizacji nakreślonej wizji. Administracja samorządowa dysponuje stosownym wachlarzem możliwości, począwszy od stosowania uprawnień właścicielskich w stosunku do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się dystrybucją ciepła, po ogłoszenie postępowania o udzielenie koncesji na dostawę ciepła systemowego na określonym obszarze. W przypadku, gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji założeń do planu zaopatrzenia, prezydent lub burmistrz miasta winien opracować, na podstawie uchwalonych przez radę tej gminy założeń, projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dla obszaru gminy lub jej części. Uchwalony plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe określi między innymi propozycje w zakresie rozwoju i modernizacji systemu zaopatrzenia w ciepło wraz z uzasadnieniem ekonomicznym, przewidywane koszty realizacji proponowanych przedsięwzięć oraz źródło ich finansowania i będzie stanowił podstawę do zawarcia przez władze miasta stosownych umów z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W praktyce europejskiej wydaje się, że najpopularniejszym obecnie sposobem powierzania zadań w zakresie zaopatrzenia w energię i ciepło stało się udzielenie koncesji na roboty budowlane lub usługi. Władze lokalne nie muszą w takim przypadku pozyskiwać całości niezbędnych środków finansowych i planować szczegółowych rozwiązań technicznych lecz określają zakres funkcjonalny potrzeb wspólnoty, zaś zaspokojenia tych potrzeb poprzez wybudowanie i eksploatację potrzebnego obiektu lub infrastruktury podejmuje się niezależny przedsiębiorca, żywiąc nadzieje na wieloletnie osiąganie zysków z tytułu eksploatacji tych obiektów w celu zaspokajania potrzeb społeczności opłacającej należności za świadczone usługi. Takie postępowanie ma tę zasadniczą zaletę, że wybrany koncesjonariusz ponosi w zasadniczej części ryzyko ekonomiczne wykonywania koncesji, zaś ewentualna płatność koncesjodawcy na rzecz koncesjonariusza nie może prowadzić do odzy-

skania całości nakładów poniesionych przez koncesjonariusza w związku z wykonywaniem koncesji.

Ustawa z 2009r. o koncesji na roboty budowlane lub usługi dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 2004/18/WE w sprawie koordynacji procedur udzielania zamówień publicznych na roboty budowlane, dostawy i usługi, którą w przedmiotowym zakresie zastępuje dyrektywa 2004/17/WE koordynująca procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych. Przepisy ostatnio przywołanej dyrektywy normują zasady udzielania zamówień, stanowiąc że: „podmioty zamawiające traktują wykonawców jednakowo i w sposób niedyskryminujący oraz postępują w sposób przejrzysty”.

Ustawa o koncesji na roboty budowlane lub usługi określa zasady i tryb zawierania umowy koncesji na roboty budowlane lub usługi oraz środki ochrony prawnej. Koncesjonariusz na podstawie umowy koncesji zawieranej z koncesjodawcą zobowiązuje się do wykonania przedmiotu koncesji za wynagrodzeniem, które stanowi w przypadku:

- koncesji na roboty budowlane - wyłączne prawo do eksploatacji obiektu budowlanego, w tym pobierania pożytków, albo takie prawo wraz z płatnością koncesjodawcy;
- koncesji na usługi - wyłączne prawo do wykonywania usług, w tym pobierania pożytków, albo takie prawo wraz z płatnością koncesjodawcy.

Koncesjonariusz ponosi w zasadniczej części ryzyko ekonomiczne wykonywania koncesji. Ustawę stosuje się między innymi do zawierania umowy koncesji przez:

- jednostki samorządu terytorialnego oraz ich związki;
- inne niż organy władzy publicznej podmioty, które ustanowione zostały w szczególnym celu zaspokajania potrzeb o charakterze powszechnym, które nie mają charakteru przemysłowego ani handlowego, posiadają osobowość prawną oraz: finansowane są w ponad 50% przez organy władzy publicznej, lub których zarząd podlega nadzorowi ze strony organów władzy publicznej, lub w których ponad połowa członków organu zarządzającego lub nadzorczego została wyznaczona przez organy władzy publicznej.

Zatem w ogólnym przypadku realizacja inwestycji wymaganych w celu zasilania obszaru gminy w ciepło może przybrać formę:

- inwestycji realizowanej przez gminę, ewentualnie przez powołany w tym celu zakład budżetowy;
- inwestycji realizowanej przez spółkę gminy, której celem jest bieżące i nieprzerwane zaspokajanie zbiorowych potrzeb ludności w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło;
- udzielenia koncesji na dostawy ciepła dla określonego obszaru w drodze postępowania o udzielenie koncesji z zachowaniem przepisów ustawy o koncesji na roboty budowlane lub usługi, przy czym koncesjodawcą może być Gmina;
- wspólnej realizacji przedsięwzięcia z ewentualnym powołaniem w celu realizacji dostawy ciepła dla rozpatrywanego obszaru dedykowanego podmiotu gospodarczego z zachowaniem przepisów ustawy o partnerstwie publiczno-prywatnym, przy czym podmiotem publicznym może być Gmina.

W ogólnym przypadku niezbędne inwestycje mogą być finansowane w różnej formie, począwszy od finansowania ze środków budżetu gminy, z zachowaniem przepisów o finansach publicznych, w szczególności przepisów ustawy o finansach publicznych poprzez różne formy współfinansowania, po całkowite sfinansowanie przez podmiot zewnętrzny, np. koncesjonariusza koncesji na dostawę energii cieplnej dla rozpatrywanego obszaru.

Jak z powyższego wynika istnieje cały szereg rozwiązań organizacyjnych w zakresie zapewnienia dostawy ciepła dla odbiorców z obszaru miasta. O wyborze konkretnego rozwiązania winny decydować: możliwości finansowe gminy, strategia i kondycja ekonomiczna poszczególnych graczy rynkowych w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji ciepła na obszarze gminy, atrakcyjność

ewentualnie przygotowanej oferty dla inwestorów zewnętrznych, zainteresowanych zagospodarowaniem całości lub fragmentów rynku ciepła na rozpatrywanym obszarze.

8.4.3. Wymagane działania na systemie gazowniczym

Rozbudowa systemu gazowniczego dla zaspokojenia potrzeb gminy winna być prowadzona w kierunku modernizacji i rozwoju istniejącego na jej terenie systemu gazowniczego, zgodnie z realizowanymi przez GSG sp. z o.o. planami rozwoju, z ukierunkowaniem na rozbudowę sieci średniego ciśnienia i przyłączanie odbiorców wykorzystujących gaz jako paliwo dla pokrycia kompleksowych potrzeb grzewczych (c.o. + c.w.u.).

Dystrybutor gazu sieciowego winien w dalszym ciągu podejmować działania w zakresie zapewnienia dostaw dla zgłaszanych nowych odbiorców oraz utrzymywania ciągłości jego dostaw i bezpieczeństwa eksploatacji systemu.

8.4.4. Wymagane działania na systemie elektroenergetycznym

Ze względu na prognozowany rozwój zabudowy, głównie mieszkaniowej oraz przemysłowej i usługowej, rozbudowy będą wymagać sieci SN, jak również stacje transformatorowe SN/nN oraz sieć nN. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku budowy większych zakładów przemysłowych (może zaistnieć konieczność rozbudowy sieci WN i stacji transformatorowych WN/SN).

Działania modernizacyjne i rozwojowe w systemie elektroenergetycznym prowadzone są w sposób ciągły przez eksploatatora sieci, tj. TAURON Dystrybucja S.A. powodując dynamicznie zmieniającą się sytuację i nie jest możliwe dokładne określenie w dłuższej perspektywie czasowej szczegółowych wymaganych działań inwestycyjnych. Terminy realizacji niezbędnych inwestycji winny więc być dostosowane do zmieniających się potrzeb odbiorców.

Właściciele sieci na terenie gminy następująco określają wymagania związane z planowaniem przestrzennym oraz lokalizacją infrastruktury elektroenergetycznej:

- wszelkie zmiany zagospodarowania przestrzennego terenu pod liniami 110 kV oraz w odległościach poziomych mniejszych niż 15 m od skrajnych przewodów tych linii, należy projektować w oparciu o:
 - ◆ normę PN-E-05100 1:1998, PN-EN-50341-3-22 oraz PN-EN 50341-1 (lub ich aktualizacje);
 - ◆ ustawę Prawo ochrony środowiska;
 - ◆ rozporządzenie w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sprawdzania dotrzymania tych poziomów;
 - ◆ rozporządzenie w sprawie dopuszczalnych wartości hałasu w środowisku;
 - ◆ uzgodnienie każdorazowo z właścicielem sieci;
- należy uwzględnić strefy ochronne wolne od zagospodarowania i zadrzewienia wzdłuż linii napowietrznych i kablowych (strefy techniczne umożliwiające eksploatację sieci, w tym przy liniach napowietrznych należy uwzględnić dojazd do stanowisk słupowych) o następujących szerokościach:
 - ◆ 35 m od skrajnych przewodów linii napowietrznych NN (400 kV);
 - ◆ 25 m od skrajnych przewodów linii napowietrznych NN (220 kV);
 - ◆ 15 m od skrajnych przewodów linii napowietrznych WN (110 kV);
 - ◆ 10 m od skrajnych przewodów linii napowietrznych SN;
 - ◆ 5 m od skrajnych przewodów linii napowietrznych nN;
 - ◆ w pobliżu linii kablowych WN, SN i nN - szerokość strefy ochronnej bezwzględnie podlega każdorazowemu uzgodnieniu z właścicielem sieci, i powinna być zgodna z zapisami aktual-

nych norm PN-EN-50341-3-22, EN 50423-1:2007, PN 5100-1:1998, SEP-003 i SEP-004 oraz standardami przyjętymi do stosowania przez właściciela sieci (szerokości stref ochronnych o odległościach mniejszych niż opisanych w pkt. a+c należy każdorazowo uzgodnić z właścicielem sieci);

- dopuszcza się zagospodarowanie terenu w strefach ochronnych linii napowietrznych i kablowych NN, WN, SN i nN po każdorazowym uzgodnieniu szczegółowej lokalizacji obiektów z właścicielem linii;
- przed przystąpieniem do projektowania dla terenów objętych inwestycją należy wystąpić o wywiad branżowy do właściciela sieci;
- ewentualna rozbudowa sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego napięcia na uzgadnianych terenach będzie realizowana w przypadku zaistnienia takiej potrzeby na bieżąco oraz w wyniku zawartych umów przyłączeniowych. Wówczas dla planowanej zabudowy na przedmiotowych obszarach należy przewidzieć rezerwę terenu pod ewentualne budowy stacji transformatorowych SN/nN wraz z dojazdem do nich od strony drogi publicznej. Drogi powinny posiadać rezerwę terenu dla realizacji linii średniego i niskiego napięcia;
- zasilanie istniejących odbiorców i nowo przyłączanych odbywa się i odbywać się będzie:
 - ◆ zgodnie z obowiązującymi przepisami, normami oraz standardami przyjętymi do stosowania przez właściciela sieci, jednakże sposób modernizacji sieci istniejących i realizacji nowo budowanych będzie zależał od przyjętego rozwiązania technicznego i oceny ekonomicznej;
 - ◆ dla wysokiego napięcia (WN) - liniami napowietrznymi lub liniami kablowymi ziemnymi;
 - ◆ dla średniego napięcia (SN) - liniami napowietrznymi z przewodami pełnoizolowanymi lub niepełnoizolowanymi lub liniami napowietrznymi z przewodami nieizolowanymi lub liniami kablowymi ziemnymi;
 - ◆ dla niskiego napięcia (nN) - liniami napowietrznymi izolowanymi (LNI, NLK) lub liniami kablowymi ziemnymi;
 - ◆ poprzez stacje transformatorowe SN/nN w wykonaniu kontenerowym, słupowym, bądź w uzasadnionych przypadkach wbudowane;
- istniejące linie elektroenergetyczne jw. kolidujące np. z zabudową mieszkaniową, usługową i/lub handlową itp. należy przebudować lub przystosować do nowych warunków pracy. Ewentualna przebudowa będzie możliwa po uzyskaniu warunków przebudowy i uzgodnieniu odpowiedniego rozwiązania technicznego z właścicielem sieci oraz pod warunkiem, iż wszelkie koszty związane z przebudową będzie ponosił zainteresowany Inwestor.

8.4.5. Uporządkowanie istniejącej infrastruktury energetycznej

W zakresie uporządkowania istniejącej infrastruktury należy dążyć do przestrzegania następujących zasad:

- w czasie procedury wydawania decyzji lokalizacyjnej bądź pozwolenia na budowę dla modernizowanej infrastruktury energetycznej należy uświadamiać właścicieli działek gruntowych, na których jest zlokalizowana inwestycja o prawie do egzekwowania od Inwestora konieczności usunięcia nieczynnej infrastruktury (w przypadku działek miejskich zgoda na nową lokalizację powinna być jednoznacznie połączona z nakazem całkowitego usunięcia modernizowanej infrastruktury);
- budowanie nowych lub remontowanie istniejących dróg czy chodników harmonizować należy z planowanymi inwestycjami sieciowymi przedsiębiorstw energetycznych;
- egzekwować wykonanie powykonawczego operatu geodezyjnego w celu bieżącej aktualizacji obiektów energetycznych w bazie danych gminy.

8.5. Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

W ramach analiz zakresu wymaganych działań inwestycyjnych związanych z rozbudową i modernizacją systemów energetycznych działających na terenie Gminy przeprowadzono wstępne uzgodnienia z przedsiębiorstwami energetycznymi w zakresie możliwości zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na nośniki energii dla okresu docelowego, tj. do 2030 roku z uwzględnieniem wskazania zasilania nowych obszarów rozwoju gminy.

8.5.1. EC ZAK S.A.

Przedsiębiorstwo to posiada następujące plany rozwoju:

- w zakresie dystrybucji i przesyłania ciepła na lata 2010-2015;
- w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną;
- w zakresie dystrybucji i przesyłania gazu na lata 2010-2015.

Jednocześnie przedsiębiorstwo to poinformowało, że jest na etapie opracowywania projektu modernizacji istniejącej elektrociepłowni, w ramach której przewiduje się docelowo zastąpienie istniejących urządzeń wytwórczych nowymi jednostkami.

Zakres modernizacji według wstępnej koncepcji przedstawia się następująco:

- założenia podstawowe:
 - ◆ dostępność paliwa węglowego z pobliskiego okręgu węglowego;
 - ◆ wykorzystanie dostępnej ilości gazu ziemnego do wykorzystania bez dodatkowego zwiększenia warunków przyłączenia do sieci i dostawy;
 - ◆ zaspokojenie potrzeb energetycznych ZAK i odbiorców zewnętrznych na parę technologiczną i ciepło, w tym miejskich odbiorców;
 - ◆ produkcja energii elektrycznej w układzie skojarzonym i kondensacyjnym;
 - ◆ spełnienie wymagań ochrony środowiska w zakresie emisji;
 - ◆ racjonalna gospodarka popiołami;
- podstawowe rozwiązania i założenia techniczne:
 - ◆ budowa i uruchomienie nowego kotła parowego opalanego węglem;
 - ◆ budowa i uruchomienie nowego turbozespołu parowego upustowo-kondensacyjnego;
 - ◆ wykorzystanie istniejących turbozespołów TG-1, TG-3 i TG-7 oraz stacji redukcyjno-schładzających;
 - ◆ wykorzystanie istniejących kotłów jako rezerwy lub jako szczytowych w okresie od lipca 2016r. do końca 2023r.;
 - ◆ po okresie derogacyjnym istniejące kotły powinny zostać zastąpione drugim kotłem oraz nową jednostką szczytowo-rezerwową;
- układ pracy głównych urządzeń EC po modernizacji:
 - ◆ praca głównego kotła parowego (nowa jednostka), opalanego węglem z nowoczesnym nisko-emisyjnym układem spalania, o wydajności 140 t/h oraz w zależności od potrzeb współpraca z istniejącymi kotłami. W następnym etapie przewiduje się pracę jednego lub dwóch nowych kotłów 140 t/h i szczytowo-awaryjną pracę istniejących kotłów, a po 2023r. nowej jednostki kotłowej szczytowo-rezerwowej;
 - ◆ praca nowego turbozespołu upustowo-kondensacyjnego i współpraca z istniejącymi turbozespołami upustowo-przeciwprężnymi TG3 i TG7, a w okresie zimowym także TG-1. W dalszej perspektywie stare turbozespoły mogą zostać zastąpione nowymi jednostkami;

- ♦ praca istniejących stacji redukcyjno-schładzających. Urządzenia te nie będą podlegały modernizacji;
- ♦ rozwiązanie zakłada, że po okresie derogacyjnym szczytowe lub awaryjne zapotrzebowanie na parę pokryje nowa jednostka szczytowo-rezerwowa. Rozwiązanie techniczne tej kotłowni powinno być przedmiotem oddzielnej koncepcji ekonomiczno-technicznej.

Przedstawiony harmonogram proponowanych powyżej działań zakłada następujące etapy:

- ♦ Etap I - wybudowanie nowego kotła oraz nowego turbozespołu i przekazanie ich do eksploatacji w 2016r.;
- ♦ Etap II - wybudowanie kolejnego kotła, wyłączenie z eksploatacji starych kotłów, wybudowanie jednostki szczytowo-rezerwowej do roku 2023.

Według wcześniej cytowanego pisma ZAK S.A. stwierdza konieczność uzgodnienia wieloletnich warunków cenowej współpracy z MZEC Sp. z o.o. w zakresie dostaw ciepła do miasta.

8.5.2. MZEC Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo to w przekazanych materiałach określiło następujące przedsięwzięcia do wykonania w najbliższym okresie:

- modernizację sieci ciepłej:
 - ♦ od Placu Wolności do ul. Traugutta;
 - ♦ od komory w rejonie budynku Bema 20 do budynku Bema 23 (firma Brentag);
 - ♦ na osiedlach Piastów i Wschód;
- budowa nowego odcinka sieci ciepłej od ul. Traugutta do budynków przy ul. Miarki;
- opracowanie dokumentacji technicznej na modernizację sieci na osiedlu Azoty.

8.5.3. PSE Południe S.A.

Przedsiębiorstwo to poinformowało, że w planach rozwoju krajowej sieci przesyłowej przewiduje się na terenie gminy następujące inwestycje:

- budowę dwutorowej linii elektroenergetycznej 400 kV relacji Blachownia - Dobrzeń i Blachownia - Wielopole (dla tej inwestycji wymagane jest zachowanie pasa technologicznego o szerokości 70 m);
- demontaż odcinków linii 220 kV relacji Blachownia - Wielopole i Blachownia - Łagisza;
- budowę nowych odcinków linii 220 kV i 110 kV w rejonie nowej stacji „Blachownia” 220/110 kV.

Jednocześnie przedsiębiorstwo to przypomina o obowiązujących prawnych obostrzeniach odnośnie zagospodarowania terenów w rejonie linii NN i WN, są to:

- sposób zagospodarowania terenów pod liniami NN i WN oraz w ich pobliżu powinien uwzględniać wymogi określone w następujących przepisach:
 - ♦ rozporządzenie w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów;
 - ♦ rozporządzenie w sprawie dopuszczalnych wartości hałasu w środowisku;
 - ♦ PN-EN 50341. Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV;
- w pasie technologicznym linii 400 kV (70 m) i linii 220 kV (50 m) nie należy budować budynków mieszkalnych oraz lokalizować terenów przeznaczonych na stały pobyt ludzi;
- warunki lokalizacji w ww. strefach pozostałych obiektów budowlanych wymagają każdorazowo indywidualnego uzgodnienia z przedsiębiorstwem;
- wszelkie zmiany w kwalifikacji terenu w obrębie pasa technologicznego i w jego najbliższym sąsiedztwie powinny być zaopiniowane przez przedsiębiorstwo;

→ zalesienia terenów rolnych w pasie technologicznym mogą być przeprowadzone wyłącznie w uzgodnieniu z przedsiębiorstwem.

8.5.4. Tauron Dystrybucja S.A.

Przedsiębiorstwo to poinformowało o następujących zamierzeniach inwestycyjnych przewidzianych do realizacji w ciągu najbliższych lat:

- modernizacja GPZ „Kozle”;
- modernizacja następujących linii 110 kV:
 - ◆ relacji Blachownia - Łabędy i Blachownia - Huta Łabędy;
 - ◆ relacji Kędzierzyn - Kuźnia Raciborska;
 - ◆ relacji Blachownia - Ceglana i Blachownia - Chemik - Polska Cerekiew;
 - ◆ relacji Blachownia - Kędzierzyn;
- modernizacja następujących ciągów liniowych 15 kV:
 - ◆ GPZ „Kozle” - Kuźnia Raciborska;
 - ◆ GPZ „Chemik” - Lenartowice;
- modernizacja sieci nN w następujących rejonach miasta:
 - ◆ Kędzierzyn Koszykowa;
 - ◆ Kędzierzyn NDM;
 - ◆ Blachownia;
 - ◆ Kędzierzyn Pogorzelec;
 - ◆ Miejsce Kłodnickie.

8.5.5. OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Przedsiębiorstwo to posiada plan rozwoju zatwierdzony przez URE na okres do 30 kwietnia 2014r. Zakłada on następujące inwestycje związane z zaopatrzeniem gminy w gaz sieciowy:

- modernizacja gazociągu DN200/150 PN 1,6 MPa relacji Szobiszowice - Kędzierzyn wraz z odgałęzieniem do SRP Kędzierzyn os. Piastów;
- zakończenie następujących opracowań:
 - ◆ Studium wykonalności dla zadania pn.: „Przyłączenie do sieci przesyłowej urządzeń i instalacji gazowych Elektrowni Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu”;
 - ◆ „Analiza możliwości rozwoju systemu przesyłowego - gazociąg Korytarz Północ - Południe”.

Ponadto przedsiębiorstwo to poinformowało, że w przypadku pojawienia się nowych potencjalnych odbiorców gazu z przesyłowej sieci gazowej wysokiego ciśnienia, warunki przyłączenia i odbioru gazu będą uzgadniane pomiędzy stronami i będą zależały od warunków technicznych i ekonomicznych uzasadniających rozbudowę sieci przesyłowej.

8.5.6. GSG Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo to poinformowało, że w swoich planach rozwojowych ma wpisane następujące zamierzenia inwestycyjne przewidziane do realizacji w ciągu najbliższych lat:

- modernizacje sieci gazowej:
 - ◆ w ul. Krzywej i w ul. Tuwima;
 - ◆ pod wiaduktem - łącznik ul. Jana Pawła II z ul. Kozielską;
- budowa nowych gazociągów średniego ciśnienia:
 - ◆ DN110PE o długości około 1,3 km od ul. Przyjaźń do dzielnicy Lenartowice;
 - ◆ DN160PE o długości około 4,0 km od stacji red.-pom. przy ul. Młyńskiej do wsi Brzeźce w gminie Bierawa.

Ponadto przedsiębiorstwo to ma w planach sukcesywne podłączanie nowych odbiorców na terenie gminy. Jednakże decyzja o doprowadzeniu gazu będzie podejmowana w oparciu o rachunek ekonomiczny inwestycji.

8.6. Likwidacja „niskiej emisji”

„Niska emisja” jest odpowiedzialna między innymi za wysoki poziom stężeń pyłu zawieszonego PM10 i PM2,5 oraz m.in. za występowanie przekroczeń poziomu docelowego jakości powietrza w zakresie benzo(α)pirenu [B(α)p].

Zagadnienia dotyczące likwidacji niskiej emisji w gminie zostały przedstawione m.in. w Programie ochrony powietrza dla powiatu kędzierzyńsko-kozielskiego (2009r.). W ramach tego opracowania zaproponowano m.in. następujące trzy działania:

- całkowitą likwidację ogrzewania piecowego i podłączenie do sieci ciepłej około 22 400 m² powierzchni ogrzewanej paliwem stałym na obszarze jednostki bilansowej Kłodnica, co skutkowałoby zmniejszeniem emisji z tego obszaru o 52%;
- całkowitą likwidację ogrzewania piecowego i podłączenie do sieci ciepłej około 45 600 m² powierzchni ogrzewanej paliwem stałym na obszarze jednostki bilansowej Pogorzelec, co skutkowałoby zmniejszeniem emisji o z tego obszaru o 98%;
- wdrożenie Programu Obniżenia Niskiej Emisji (PONE) na terenie jednostek Cisowa, Rogi i Miejsce Kłodnickie, gdzie częściowo nie dochodzi sieć ciepła. Program polegałby na wymianie starych niskosprawnych kotłów węglowych (w tym głównie pieców) na nowe kotły retortowe, które charakteryzują się wysoką sprawnością oraz niskimi wskaźnikami emisji. Wymiana odbywałaby się w ramach dotacji pochodzących z Urzędu Miejskiego oraz z WFOŚiGW. Programem objęte zostałyby ok. 50 000 m² powierzchni ogrzewanej, co spowodowałoby obniżenie łącznej emisji pyłu PM10 z tego obszarów o 55%.

Powyższe działania spowodowałyby globalne obniżenie rocznej emisji z ogrzewania indywidualnego na terenie miasta z ok. 312 Mg do 180 Mg.

Poważnym zagadnieniem, którego wdrożenie jest bardzo utrudnione, jest sposób likwidacji pieców węglowych, służących celom grzewczym i bytowym mieszkańców, będących źródłem tzw. „niskiej emisji”. Likwidacja tej emisji jest możliwa tylko przy znacznym udziale ludności zamieszkującej w gminie. Podstawowym warunkiem uczestnictwa jest, aby właściciel kamienicy podjął się remontu budynku z termomodernizacją, montażem instalacji wodnej ogrzewania poszczególnych mieszkań i zabudowaniem albo węzła do przyłączenia do systemu ciepłowniczego całego obiektu, albo zabudowaniem np. stosownego dwufunkcyjnego pieca gazowego w mieszkaniach i lokalach użytkowych.

Działania gminy ukierunkowane powinny być na:

- tworzenie programów zachęcających do wymiany pieców węglowych na bardziej zaawansowane technologicznie,
- stosowanie rabatów, dopłat przy wymianie starych pieców na nowe,
- zmniejszanie zapotrzebowania na energię ciepłą poprzez ograniczanie strat ciepła - termomodernizacja budynków,
- ograniczanie emisji z niskich rozproszonych źródeł technologicznych,
- upowszechnienie przyjaznego środowisku budownictwa (materiały termoizolacyjne).

Do działań pośrednich, których prowadzenie winno przełożyć się w dalszej perspektywie na uzyskanie oczekiwanego efektu, należałoby zaliczyć działania:

- w zakresie edukacji ekologicznej i reklamy:
 - ◆ kształtowanie właściwych zachowań społecznych poprzez propagowanie konieczności oszczędzania energii cieplnej i elektrycznej oraz uświadamianie o szkodliwości spalania paliw niskiej jakości,
 - ◆ prowadzenie akcji edukacyjnych mających na celu uświadamianie społeczeństwa o szkodliwości spalania odpadów, połączonych z uświadomieniem możliwości nakładania mandatów za spalanie odpadów,
 - ◆ promocja nowoczesnych, niskoemisyjnych źródeł ciepła,
 - ◆ wspieranie przedsięwzięć polegających na reklamie oraz innych rodzajach promocji towaru i usług propagujących model konsumpcji zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju, w tym w zakresie ochrony powietrza;
- w zakresie planowania przestrzennego - uwzględnianie w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego sposobów zabudowy i zagospodarowania terenu umożliwiających ograniczenie emisji zanieczyszczeń pyłowych poprzez działania polegające na ustalaniu sposobu zaopatrzenia w ciepło z preferencją dla czynników grzewczych takich jak: gaz ziemny, gaz płynny, olej opałowy lekki, energia elektryczna, energia odnawialna.

Obszarem działalności władz lokalnych jest dawanie dobrego przykładu poprzez wymianę systemów grzewczych w budynkach należących do gminy (np. urzędach, szkołach, budynkach komunalnych) i ich termomodernizacja oraz wspieranie pożądaných postaw obywateli poprzez system zachęt finansowych.

8.7. Analiza i ocena możliwości zastosowania w gminie energetycznej gospodarki skojarzonej w źródłach rozproszonych

System kogeneracyjny jest to techniczne rozwiązanie pozwalające wytwarzać i wykorzystywać energię elektryczną i ciepłą jednocześnie - tj. w skojarzeniu. Podstawowy system kogeneracyjny składa się z modułu wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej, energetycznego układu zabezpieczeń, rozdzielających napędów pomocniczych.

Do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej wykorzystuje się następujące układy technologiczne: elektrociepłownie z turbinami parowymi - z wykorzystaniem paliwa stałego (węgiel, biomasa), elektrociepłownie z turbinami gazowymi, bloki gazowo-parowe (turbina gazowa + turbina parowa) oraz małe elektrociepłownie z silnikami spalinowymi.

Trzy pierwsze układy stosuje się dla średnich i dużych mocy.

Układ elektrociepłowni kogeneracyjnej wytwarzającej w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło (CHP - Combined Heat & Power generation) jest równoważny układowi: oddzielnego wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni i oddzielnego wytwarzania ciepła w ciepłowni. Ilość energii pierwotnej zużywana przez drugi układ (elektrownia + ciepłownia) jest o około 45÷50% wyższa od energii pierwotnej zużywanej przez pierwszy układ (kogeneracja). W sprawie wspólnotowej strategii wspierania skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej Parlament Europejski i Rada przyjęły w dniu 11 lutego 2004 r. Dyrektywę Nr 2004/8/WE. Celem strategii jest promowanie wysoko wydajnej kogeneracji ze względu na związane z nią potencjalne korzyści w zakresie oszczędzania energii pierwotnej oraz ograniczania emisji szkodliwych substancji. Z uwagi na oszczędności energii powyżej 10%, zgodnie z definicją ww. Dyrektywy, układ kwalifikuje się jako „kogeneracja o wysokiej wydajności”.

W małych układach rozproszonych gazowe silniki spalinowe lub turbiny gazowe wykorzystuje się do napędu generatorów energii elektrycznej z jednoczesnym wytwarzaniem ciepła odpadowego pochodzącego ze spalin wylotowych silnika lub turbiny gazowej oraz z wody i oleju układu chłodzenia silnika. Sprawność układu waha się na ogół w granicach 80 do 90%.

Małe układy kogeneracyjne zasilane są przeważnie: gazem ziemnym, biogazem, gazem wysypiskowym lub olejem opałowym - dlatego też wyprodukowana energia jest traktowana jako czysta dla środowiska.

Kogeneracja przyczynia się do pogłębienia konkurencyjności oraz może wpłynąć pozytywnie na bezpieczeństwo dostaw energii, które jest koniecznym warunkiem zapewnienia w przyszłości stałego rozwoju.

Dyrektywa wprowadza pojęcia:

- mikrokogeneracji - jednostki o maksymalnej mocy elektrycznej poniżej 50 kW_e,
- kogeneracji na małą skalę - jednostki o maksymalnej mocy elektrycznej poniżej 1 MW_e.

Definicja „kogeneracji na małą skalę” obejmuje między innymi jednostki kogeneracji rozproszonej obsługujące ograniczone zapotrzebowanie mieszkaniowe, handlowe lub przemysłowe.

Z przyczyn praktycznych i z uwagi na fakt, że ciepło produkowane jest do różnych celów i na różne parametry, kogenerację można podzielić na następujące kategorie:

- kogeneracja przemysłowa,
- kogeneracja ciepłownicza,
- kogeneracja rolnicza.

Należy podkreślić, że systemy CHP wykorzystywane są również w aplikacjach z instalacjami klimatyzacyjnymi - tzw. trigeneracja, gdzie elementem produkującym ciepło jest agregat kogeneracyjny, natomiast jednostopniowy agregat wody lodowej razem z wieżą chłodniczą stanowi źródło chłodu (min. +4,5°C) wytwarzane dla potrzeb wentylacji. Taki sposób wytwarzania energii gwarantuje zwiększenie stopnia skojarzenia energii elektrycznej, cieplnej i chłodniczej. Chłód produkowany jest z ciepła odpadowego, które w przypadku braku możliwości jego zagospodarowania jest wypromieniowywane do atmosfery.

Stosowanie rozproszonych układów skojarzonych w porównaniu do układów klasycznych posiada następujące zalety:

- dodatkowy uzysk środków z tytułu sprzedaży certyfikatów,
- konkurencyjna cena wytworzonych nośników energii,
- przedsiębiorstwo elektroenergetyczne dystrybucyjne kupuje energię elektryczną wyprodukowaną w skojarzeniu za cenę regulowaną,
- mniejsze zanieczyszczenie środowiska produktami spalania,
- możliwość otrzymania dotacji z funduszy pomocowych,
- większa niezawodność dostawy energii,
- zmniejszenie kosztów przesyłu energii,
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez bardziej równomierne rozłożenie źródeł wytwarzających energię elektryczną.

Szczególną uwagę należy zwrócić na dwie ostatnie zalety w przypadku instalacji lokalnych, gdyż rozproszone układy skojarzone mogą stać się jednym z elementów krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniającego obniżkę kosztów przesyłu energii i zwiększenie jego niezawodności.

Moduły kogeneracyjne (lub trigeneracyjne) działają w oparciu o paliwa gazowe - gaz ziemny, gaz kopalniany lub biogaz. Jedną z dróg ograniczenia zapotrzebowania na surowce kopalne jest zastąpienie ich zamiennikami odnawialnymi, a w tym przypadku biogazem, a szczególnie biogazem

uzyskiwanym z celowo uprawianej biomasy. Biogaz jest paliwem gazowym wytwarzanym przez mikroorganizmy z materii organicznej w warunkach beztlenowych. Może on powstawać samorzutnie w procesach rozkładu substancji organicznych lub można go produkować celowo.

Obecnie źródła biogazu możemy zamknąć w czterech kategoriach:

- składowiska odpadów,
- oczyszczalnie ścieków,
- biogazownie rolnicze,
- biogazownie energetyczne.

Energia uzyskana w procesie spalania biogazu pochodzi z odnawialnego źródła. Dzięki zastosowaniu biogazu do produkcji energii elektrycznej i ciepła następuje redukcja emisji gazów cieplarnianych, takich jak CO₂ i CH₄ oraz zmniejszenie emisji związków zanieczyszczających powietrze pochodzących ze spalania paliw konwencjonalnych (SO₂ i NO₂). Dodatkowym atutem jest fakt, że technologia biogazowa jest całkowicie bezodpadowa i utrzymuje blisko zerowy bilans dla CO₂. Zastosowanie urządzeń kogeneracyjnych tego typu zwiększa wykorzystanie energii pierwotnej, pozwala uniknąć dalekiego transportu surowców oraz znacznie ogranicza straty energii związane z przesyłem.

Ważnym elementem strategii promowania kogeneracji może być handel pozwoleniami na emisję CO₂. Oszczędności w zużyciu paliw pierwotnych sięgające 20-30%, wynikające z zastosowania kogeneracji, przekładają się bowiem wprost proporcjonalnie na niższą emisję CO₂. Poprzez konsekwentne inwestycje polegające na likwidacji lokalnych ciepłowni i zastępowaniu ich skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła można w prosty sposób uzyskać nadwyżkę pozwoleń na emisję CO₂ w stosunku do stanu istniejącego.

Układy kogeneracyjne mogą być stosowane tam, gdzie istnieje zapotrzebowanie na ciepło grzewcze lub technologiczne w układzie pracy całorocznej. Ostatnio coraz częściej stosuje się instalacje małej mocy (rzędu nawet od kilkunastu kilowatów do kilku megawatów elektrycznych) budowane w pobliżu odbiorcy końcowego - kogeneracja rozproszona. Dzięki takiemu usytuowaniu w systemie elektroenergetycznym elektrociepłownie rozproszone spełniają ważną rolę przyczyniając się do:

- redukcji strat powstających przy przesyśle energii elektrycznej,
- zwiększenia bezpieczeństwa i niezawodności zasilania odbiorców,
- wykorzystania istniejących lokalnych zasobów paliw.

Mając na względzie rozwój budownictwa na terenie gminy wskazane jest rozważenie możliwości budowy układów kogeneracyjnych w ramach zabezpieczenia dostaw ciepła i energii elektrycznej na terenach znacznie oddalonych od istniejącego systemu ciepłowniczego. Powyższe może stanowić przyczynek do produkcji ciepła w układzie skojarzonym.

8.8. Ocena bezpieczeństwa energetycznego zaopatrzenia gminy w nośniki energii

Zgodnie z art. 3 pkt 16 ustawy Prawo energetyczne 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. Nieco inne podejście wykazuje Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej w dyrektywach 2009/72/WE i 2009/73/WE dotyczących wspólnych zasad rynku wewnętrznego odpowiednio: energii elektrycznej i gazu ziemnego, w których: „bezpieczeństwo” oznacza za-

równie bezpieczeństwo zaopatrzenia i dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego, jak i bezpieczeństwo techniczne.

Należy podkreślić, że w państwach zachodnich nie używa się raczej dosłownego terminu bezpieczeństwo energetyczne, którego miejsce zajmuje angielski „security of supply” - bezpieczeństwo dostaw, bezpieczeństwo zasilania. Pojęcie niezawodności dostaw określa zaspokojenie oczekiwań odbiorców, gospodarki i społeczeństwa na wytwarzanie w źródłach i ciągłe 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.

Sytuacja geopolityczna ostatnich kilku lat, tendencje wzrostowe cen ropy naftowej i gazu, awarie systemów elektroenergetycznych w Europie, USA, Ameryce Południowej i Polsce, pozbawiające miliony ludzi, a w Polsce setki tysięcy ludzi, energii elektrycznej, zwracają uwagę społeczeństwa na problemy bezpieczeństwa energetycznego. Znalazło to m.in. wyraz w dokumentach Unii Europejskiej dotyczących zarówno budowy europejskiej strategii samego bezpieczeństwa energetycznego, jak i dostaw strategicznych nośników energii.

Analizy podjęte przez Komisję Europejską, Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER), Operatorów Systemów Przesyłowych (ETSO) i inne międzynarodowe organizacje energetyczne pozwoliły na sformułowanie najczęstszych przyczyn awarii systemowych. Wynika z nich, iż prawie każda awaria wystąpiła w specyficznych okolicznościach i była koincydencją co najmniej kilku przyczyn, z których istotnymi były głębokie anomalie pogodowe. Często przyczyną było wadliwe funkcjonowanie systemu przesyłowego wskutek niewystarczającego poziomu mocy przesyłowych w sieciach przesyłowych, w tym często połączeniach międzysystemowych, a ponadto: niewystarczający poziom i struktura mocy wytwórczych oraz niekompletny i nieprzejrzysty podział zadań i odpowiedzialności podmiotów na zdecentralizowanym rynku energii, skutkujący niedostosowaniem do nadzwyczajnych sytuacji procedur zarządzania ograniczeniami systemowymi, co często skutkuje niedostateczną koordynacją działań współpracujących ze sobą operatorów systemów dystrybucyjnych, a zwłaszcza przesyłowych, przejmujących coraz bardziej skomplikowane zadania, tak w zakresie bilansowania systemu, jak i zarządzania ograniczeniami systemowymi, w warunkach postępującej liberalizacji rynków energii i związanego z nią przyrostu obciążalności połączeń, w tym również międzysystemowych.

8.8.1. Zakres odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne

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

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;
- takie realizowanie polityki energetycznej państwa, które zapewnia przede wszystkim bezpieczeństwo energetyczne, w szczególności tworzy warunki: koniecznej dywersyfikacji, utrzymania zapasów paliw, utrzymania rezerw mocy wytwórczych, zapewnienia zdolności przesyłowych umożliwiających pożądaną dywersyfikację źródeł i/lub kierunków dostaw ropy i produktów naftowych, gazu oraz energii elektrycznej;

- tworzenie mechanizmów rynkowych zapewniających rozwój mocy wytwórczych oraz zdolności przesyłowych w celu zwiększenia stopnia niezawodności dostaw i bezpieczeństwa pracy systemu;
- przygotowywanie procedur umożliwiających, w przypadku wystąpienia nagłych zagrożeń, klęsk żywiołowych i działania tzw. siły wyższej, stosowanie innych niż rynkowe mechanizmów równoważenia interesów uczestników rynku i koordynacji funkcjonowania sektora energii;
- redukcja ryzyka politycznego w stosowanych regulacjach;
- monitorowanie i raportowanie do Komisji Europejskiej stanu bezpieczeństwa energetycznego oraz podejmowanie odpowiednich środków zaradczych w przypadku zagrożenia zawodności dostaw;
- analizę wpływu działań planowanych w ramach polityki energetycznej na bezpieczeństwo narodowe;
- koordynację i nadzór nad działalnością operatorów systemów przesyłowych w zakresie współpracy z krajami ościennymi i europejskimi systemami: elektroenergetycznym i gazowym.

Szczególną sferą aktywności administracji rządowej jest działanie na rzecz promowania konkurencji i usuwania barier ją ograniczających wraz z racjonalizacją zasad i zakresu administracyjnej ingerencji w funkcjonowanie sektora energii.

Wojewodowie oraz samorządy województw odpowiedzialni są głównie za zapewnienie warunków do rozwoju infrastrukturalnych połączeń międzyregionalnych i wewnątrzregionalnych, w tym przede wszystkim na terenie województwa, i koordynację rozwoju energetyki w gminach. W szczególności 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 planów zaopatrzenia w energię i paliwa z polityką energetyczną państwa.

Gminna administracja samorządowa jest odpowiedzialna za zapewnienie energetycznego bezpieczeństwa lokalnego, w szczególności 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 ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy, planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy, oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie gminy (za wyjątkiem autostrad i dróg ekspresowych w rozumieniu przepisów o autostradach płatnych). 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/gmin) należy opracowanie projektów założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zaś do zadań rad gmin uchwalanie założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

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 w warunkach stosowania innych niż rynkowe, mechanizmów równoważenia interesów uczestników rynku oraz koordynację funkcjonowania sektora energii;
- planowanie rozwoju infrastruktury sieciowej, odpowiednio do przewidywanego komercyjnego zapotrzebowania na usługi przesyłowe oraz wymiany międzysystemowej;
- monitorowanie dyspozycyjności i niezawodności pracy podsystemu wytwarzania energii elektrycznej i systemu magazynowania paliw gazowych oraz systemu magazynowania paliw ciekłych.

Organy administracji publicznej, tj. rządowej i samorządowej w swoich działaniach na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego stosują przynależne im narzędzia prawno-organizacyjne o charakterze stricte administracyjnym oraz wspomagające rozwój stosunków i mechanizmów rynkowych (regulacje prawne, programy gospodarcze, konkretne zamierzenia inwestycyjne). Instrumentarium wykorzystywane przez administrację rządową reguluje przede wszystkim te sfery gospodarki energetycznej, które w istotny sposób warunkują ciągłość dostaw nośników energii i paliw oraz powierzanie przedsiębiorstwom energetycznym obowiązków w zakresie świadczenia usług o charakterze użyteczności publicznej. Działania administracji powinny zostać skierowane na tworzenie warunków do poprawy efektywności ekonomicznej systemów zaopatrzenia w energię. W gospodarce rynkowej oznacza to: wykorzystanie konkurencji tam, gdzie można osłabić monopol naturalny oraz skuteczną regulację w obszarze, gdzie w istniejących uwarunkowaniach technicznych wprowadzenie konkurencji jest mocno utrudnione. Szczególnymi instrumentami racjonalizacji kosztów dostarczania energii, znacząco oddziałującymi także na stan bezpieczeństwa energetycznego są: polityka wzrostu efektywności energetycznej i sprzyjająca jej polityka podatkowa państwa, w tym tzw. podatki energetyczne. W ramach polityki właścicielskiej ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz samorządów, w zakresie restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych, gazowniczych oraz ciepłowniczych, winna być realizowana strategia włączania w budowę nowoczesnego sektora usług publicznych całej infrastruktury technicznej. Zintegrowane przedsiębiorstwa, działające na rzecz zaspokojenia różnych potrzeb mieszkańców, które są związane z nośnikami energii, gospodarką wodnokanalizacyjną, usługami teleinformatycznymi itp. mogą charakteryzować się znacznym potencjałem ekonomicznym i być zdolne do absorpcji funduszy strukturalnych UE, a przede wszystkim posiadać niezbędne warunki do reagowania w warunkach kryzysowych.

Operatorzy systemów sieciowych winni dysponować środkami pozwalającymi im na wywiązywanie się z odpowiedzialności za niezawodność pracy tych systemów. Są to:

- środki techniczne do zapewnienia bezpieczeństwa technicznego pracy sieciowego systemu energetycznego i jego odbudowy po ewentualnych awariach lub katastrofach;
- ustawowe upoważnienia do zarządzania systemem sieciowym, w tym do nakładania obowiązków na uczestników rynku oraz do podejmowania działań specjalnych w przypadku wystąpienia zagrożeń w pracy systemu lub sytuacji kryzysowej;
- szczegółowe procedury postępowania w zakresie zarządzania systemem sieciowym, zawarte w zatwierdzanych i publikowanych dokumentach, dotyczące zwłaszcza bilansowania systemu, zarządzania ograniczeniami systemowymi i wymiany międzysystemowej;
- uprawnienia operatora do stałego monitorowania bezpieczeństwa systemu i bieżącego podejmowania działań zaradczych;
- możliwość realizacji własnych inwestycji na infrastrukturze sieciowej i połączeń międzysystemowych, zgodnie z zatwierdzonym przez organ regulacyjny planem rozwoju, z zapewnieniem środków w ramach zatwierdzonej taryfy za usługi przesyłowe (lub w przypadku operatora systemu

sieciowego niebędącego właścicielem infrastruktury sieciowej możliwość zobowiązania do realizacji ww. inwestycji przez przedsiębiorstwo przesyłowe).

W ujęciu ogólnym poziom bezpieczeństwa energetycznego zależy od wielu czynników, z których najważniejsze to:

- stopień zrównoważenia popytu i podaży energii i paliw, z uwzględnieniem aspektów strukturalnych i przewidywanego poziomu cen,
- zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans paliwowy,
- stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw przy akceptowalnym poziomie kosztów oraz przewidywanych potrzebach,
- stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji, w których następuje przemiana energetyczna nośników energii oraz systemów transportu, przesyłu i dystrybucji paliw i energii,
- stany zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw do odbiorców,
- stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, tj. zdolność do zaspokojenia potrzeb energetycznych na szczeblu lokalnych społeczności.

Największą pewnością zasilania powinien charakteryzować się podsystem elektroenergetyczny, jednak także systemy ciepłownicze na terenie zurbanizowanym nie pozostają bez znaczenia. W zakresie stanu technicznego i sprawności urządzeń i instalacji, w których następuje przemiana energetyczna nośników energii oraz systemów transportu, przesyłu i dystrybucji paliw i energii (w tym ciepła), sytuację należy ocenić jako bardzo zróżnicowaną.

Z niedoinwestowanym stanem źródeł wytwórczych, a także stanem niepewności istnienia należy zestawić ogólnie przestarzały, a czasem zły stan techniczny infrastruktury sieciowej związanej z przesyłem i dystrybucją ciepła.

W celu skutecznej realizacji polityki energetycznej miasta, nastawionej na efektywne wykorzystanie dostępnych zasobów i środków, w tym finansowych, Miasto, jako właściciel przedsiębiorstw komunalnych, prowadzących działalność gospodarczą w sektorze wodociągów, odpadów, energetyki i innych, może utworzyć przedsiębiorstwo „multiinfrastrukturalne”, które skupi wybrane przedsiębiorstwa w ramach holdingu komunalnego. Zadaniem holdingu byłoby przede wszystkim sprawowanie nadzoru z ramienia właściciela (Miasta) nad Spółkami wchodzącymi w skład holdingu, ale także koordynacja prowadzonych przez nie działań eksploatacyjnych i rozwojowych (inwestycyjnych). Dodatkowo w ramach holdingu, istnieje możliwość integracji pionowej poszczególnych Spółek, poprzez „połączenie” ich procesów technologicznych, tj. np. wykorzystanie odpadów produkcyjnych jednej Spółki, jako surowiec w procesie innej Spółki. Takie rozwiązanie pozwala na osiągnięcie obustronnych korzyści wynikających z relatywnie tańszej utylizacji wybranych substancji oraz jednoczesne wykorzystanie tych substancji jako relatywnie tańszych substratów kolejnego procesu produkcyjnego.

Istnieje także możliwość ograniczenia wybranych kosztów eksploatacyjnych, poprzez koordynowanie prac poszczególnych komórek organizacyjnych, poprzez rozdysponowanie jej mocy produkcyjnej pomiędzy poszczególnymi Spółkami holdingu.

Decyzja o powołaniu komunalnego holdingu, spełniającego m.in. zadania jw. wymaga przeprowadzenia szczegółowych analiz, pełniących rolę biznesplanu ze wskazaniem zarówno mocnych i słabych stron takiego rozwiązania. Dodatkowo, oprócz analizy aspektów organizacyjnych, koniecznym jest przeprowadzenie analizy finansowej, uzasadniającej powołanie i funkcjonowanie struktur holdingu w aspekcie uzyskanych korzyści w ramach poszczególnych Spółek komunalnych i całej organizacji.

8.8.2. Bezpieczeństwo zaopatrzenia 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 dostawom.

W zakresie organizacji bezpieczeństwa 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 (w tym wypadku zależy od rodzaju tego paliwa).

Dla odbiorców zaopatrywanych w ciepło przy pomocy zdalnego przesyłu ciepła zależność ta jest złożona z elementów tak organizacji dostawy, jak i stanu technicznego urządzeń dostarczających ciepło odbiorcom końcowym. Dla systemu zdalnego zaopatrzenia w ciepło zależy to od operatorów tego systemu, a w tym przypadku dotyczy to MZEC Sp. z o.o. Dodatkowym elementem w tej organizacji jest zagadnienie wytwarzania ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta, tj. źródło ciepła jakim jest elektrociepłownia będąca własnością ZAK S.A. oraz kotłownie gazowe MZEC Sp. z o.o.

W przypadku ewentualnego zaprzestania zaopatrywania systemu ciepłowniczego w ciepło przez aktualnego dostawcę, konieczne byłoby zbilansowanie mocy cieplnej poprzez budowę nowego źródła ciepła. Lokalizacja źródła uzależniona jest od możliwości przesyłowych systemu oraz wybranego wariantu technicznego. Wybór konkretnej lokalizacji poprzedzony winien być szczegółową analizą hydrauliczną. W związku z faktem, iż budowa nowego źródła ciepła na skalę ponad 50 MW_t, powoduje konieczność uzyskania zgód administracyjnych oraz akceptacji społecznej, optymalnym wydaje się aby próbować zlokalizować nowe źródło w miejscu już istniejących lub też niedawno wyłączonych kotłowni węglowych. Takie podejście pozwoli zarówno skrócić okres uzyskania pozwoleń administracyjnych, jak i ograniczy nakłady inwestycyjne na zakup nowej nieruchomości.

W przypadku budowy źródła ciepła dla rynku ok. 54 MW_t, w tym ciepła woda użytkowa stanowiąca ok. 1 MW_t, możliwe jest zastosowanie kogeneracyjnego silnika gazowego pracującego w „podstawie”. W takim przypadku konieczny jest rozwój rynku wykorzystania ciepła w okresie letnim (np. c.w.u., basen itp) w celu zagospodarowania mocy silnika przez cały rok, co maksymalizuje czas jego wykorzystania i tym samym optymalizuje średnie koszty produkcji jednostki energii.

Poniżej w tabeli przedstawiono kilka poglądowych wariantów technicznych zróżnicowanych pod względem doboru urządzeń wytwórczych i opcji paliwowych. Nakłady inwestycyjne zostały oszacowane na podstawie informacji pozyskanych od producentów kotłów i silników, oraz doliczono koszty wyprowadzenia ciepła i energii elektrycznej (opcjonalnie) oraz dostarczenia gazu (opcjonalnie). Uwzględniono także koszty związane z opracowaniem dokumentacji technicznej inwestycji oraz koniecznością zastosowania systemów ochrony powietrza (Dyrektywa IED). Do każdego wariantu doliczono także tzw. rezerwę inwestycyjną na nieprzewidziane wydatki, które w dużej mierze zostaną doprecyzowane na etapie projektowania.

Tabela 8-7. Warianty techniczne budowy nowego źródła ciepła

Obecne zapotrzebowanie na ciepło	Opcja paliwowa	Rozwiązanie techniczne	Szacunkowe nakłady inwestycyjne [mln PLN netto]	Szacunkowa możliwa do osiągnięcia sprzedaż	Potencjalna jednoskładnikowa cena sprzedaży netto w źródle
ok. 54 MW _t , ok. 450 TJ/rok	węgiel	kocioł węglowy 54 MW _t	25,6	ciepło: 450 TJ/rok	ok. 40÷80 PLN/GJ
	węgiel/gaz	kocioł węglowy 52 MW _t , silnik gazowy 2 MW _t i 2 MW _e	29,7	ciepło: 450 TJ/rok	ok. 40÷80 PLN/GJ
				energia elektryczna: 16 GWh/rok	ok. 200 PLN/MWh
	gaz	kocioł gazowy 52 MW _t , silnik gazowy 2 MW _t i 2 MW _e	18,1	"żółty" certyfikat: 16 GWh/rok	ok. 150 PLN/MWh
				ciepło: 450 TJ/rok	ok. 40÷80 PLN/GJ
	gaz	kocioł gazowy 54 MW _t	14,0	energia elektryczna: 16 GWh/rok	ok. 200 PLN/MWh
			"żółty" certyfikat: 16 GWh/rok	ok. 150 PLN/MWh	
			ciepło: 450 TJ/rok	ok. 40÷80 PLN/GJ	

Źródło: opracowanie własne

Ww. warianty oczywiście nie wyczerpują wszystkich wariantów technicznych czy opcji paliwowych możliwych do zastosowania.

Tak jak wspomniano powyżej zastosowanie silnika wiąże się z koniecznością pozyskania nowych odbiorców ciepła w okresie letnim, co gwarantowałoby całoroczny odbiór ciepła w ilości pozwalającej na optymalne wykorzystanie mocy zainstalowanego urządzenia. Zmiana sposobu zaopatrywania w ciepło powinna nastąpić jedynie na zasadach konkurencyjności cenowej ciepła sieciowego z ceną ciepła wytwarzanego indywidualnie na gazie. W wypadku zastosowania silnika kogeneracyjnego możliwe jest uzyskanie dodatkowych przychodów operacyjnych ze sprzedaży energii elektrycznej i „żółtych” certyfikatów, co w znaczący sposób może obniżyć cenę ciepła dla odbiorcy końcowego.

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 - to jest 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.

Znacząca poprawa jakości pracy systemu ciepłowniczego może nastąpić pod warunkiem realizacji planowanej modernizacji sieci ciepłowniczych.

8.8.3. Bezpieczeństwo zaopatrzenia w gaz ziemny

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

- operatywne zarządzanie siecią gazową, w tym bieżące bilansowanie popytu i podaży, w powiązaniu z zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi,
- opracowanie i realizacja planów rozwoju sieci gazowej - adekwatnych do przewidywanego zapotrzebowania na usługi przesyłowe oraz na wymianę międzysystemową,
- monitorowanie niezawodności systemu gazowego we wszystkich horyzontach czasowych,
- współpraca z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych oraz skoordynowania ich rozwoju,
- realizacja procedur kryzysowych w warunkach zawieszenia lub ograniczenia mechanizmów rynkowych.

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

Sieć dystrybucyjna gazu średniego ciśnienia występująca na obszarze gminy jest siecią pierścieniowo-rozgałęźną. W sieci niskiego ciśnienia występują obszary w układzie pierścieniowym. Sieć gazowa jest systematycznie rozbudowywana oraz modernizowana i może być źródłem gazu dla potencjalnych nowych odbiorców znajdujących się na terenie objętym opracowaniem.

Odrębnym problemem jest zagrożenie dla ciągłości dostaw gazu na obszarze Polski, ale skala zagadnienia w tym zakresie leży poza zasięgiem wpływu samorządów lokalnych.

Wreszcie należy wspomnieć o innym zagrożeniu 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 stale relatywnie tańsze.

8.8.4. Bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię elektryczną

Należy zauważyć, że jak w każdym przypadku, rozważania pojęcia „bezpieczeństwo” w dowolnej rozpatrywanej dziedzinie, także poziom bezpieczeństwa energetycznego jest funkcją nakładów ekonomicznych poniesionych w celu jego zwiększenia. Wiele działań, takich jak: zwiększanie zapasów paliw, utrzymywanie rezerw mocy, dywersyfikacja stosowanych nośników energetycznych i źródeł oraz ciągłe rozwijanie elementów infrastruktury sieciowej, koniecznych w celu dostawy tych nośników do odbiorców sieciowych, wymaga wydatkowania określonych środków ekonomicznych. Nie sposób zatem maksymalizować poziomu bezpieczeństwa funkcjonowania dowolnego systemu elektroenergetycznego - istnieje bowiem pewien optymalny poziom bezpieczeństwa, wynikający z kosztów jakie godzą się pokrywać odbiorcy uiszczający opłaty za dostawę danego rodzaju energii.

Odbiorcy energii elektrycznej na obszarze gminy zasilani są zasadniczo z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Przyłącza do Krajowego Systemu Przesyłowego zapewniają wystarczające możliwości i rezerwy transformacji do zasilania gminy i jej okolic. Ponadto w planach Operatora Systemu Przesyłowego przewiduje się wzmocnienie możliwości przesyłowych na połączeniach liniowych.

Bezpieczeństwu zasilania obszaru gminy sprzyja również dobrze rozwinięty system dystrybucyjny SN, zapewniający zasilanie poszczególnych stacji SN/nN w układach pierścieniowych. Aktualna konfiguracja i stan techniczny sieci WN, w tym: przepustowość linii elektroenergetycznych WN oraz możliwości zasilania stacji WN/SN wpływają na korzystną ocenę poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Również stan sieci SN i stacji transformatorowych SN/nN nie generuje zasadniczych zagrożeń dla pracy elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego na rozpatrywanym obszarze.

Istotnym zagrożeniem są obserwowane coraz częściej na przestrzeni ostatnich lat ekstremalne zjawiska pogodowe, nierzadko o katastrofalnym charakterze, których skutki najczęściej są niemożliwe do przewidzenia, zaś prawdopodobieństwo zaistnienia trudne do określenia. Częstotliwość ich występowania wzrasta znacząco w stosunku do statystycznie opisanych doświadczeń w tym zakresie z lat ubiegłych. Systematyczna realizacja właściwych przedsięwzięć modernizacyjnych w systemie dystrybucyjnym, jest zatem warunkiem utrzymania dotychczasowego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, a co za tym idzie bezpieczeństwa energetycznego na obszarze gminy.

W przypadku odbiorców szczególnie zainteresowanych pewnością zasilania istnieją stosowne rozwiązania w tym zakresie, w postaci np. wielostronnego zasilania na różnych poziomach napięć, zaś w obiektach wymagających absolutnej pewności zasilania, użytkowane są adekwatne rozwiązania techniczne polegające na stosowaniu różnego rodzaju systemów zasilania awaryjnego. W ogólnym przypadku rodzaj takiego systemu i typ zainstalowanych środków technicznych rozciąga się od instalacji akumulatorowych, systemów podtrzymania napięcia, aż do generatorów awaryjnych uruchamianych ręcznie, bądź automatycznie impulsem od zaniku napięcia, i zależy od potrzeb i wymagań zasilanej instalacji. Innych parametrów zasilania awaryjnego wymagają bowiem systemy informatyczne, innych system zapewnienia zasilania urządzeń przesyłowych pracy ciągłej czy np. szpitala.

W aspekcie rozwoju przyszłego zapotrzebowania, niezbędne są adekwatne działania inwestycyjne lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, polegające na stopniowej rozbudowie infrastruktury elektroenergetycznej i ciągłym dostosowywaniu jej do wzrastającego zapotrzebowania odbiorców. Nie ulega bowiem wątpliwości, że podstawowym zagrożeniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej może być wzrost obciążenia systemu rozdzielczego wskutek realizacji szerokiego programu inwestycyjnego, przy jednoczesnym wyczerpaniu dostępnych rezerw w zakresie przepustowości i transformacji. O ile bowiem wzrost zapotrzebowania wynikający z tempa budownictwa mieszkaniowego jest do pewnego stopnia możliwy do pokrycia w ramach rezerw istniejącego systemu, o tyle planowane obiekty przemysłowe mogą wymagać zastosowania szczególnych rozwiązań w zakresie zabezpieczenia niezakłóconej dostawy energii elektrycznej, zwłaszcza w zakresie zwiększania dostępnej mocy transformacji, w tym przede wszystkim w przypadku pełnej realizacji planowanego zainwestowania obszarów zabudowy przemysłowej. Wymaga to odpowiednich działań nie tylko ze strony dystrybutora, lecz również organów gminy zaangażowanych w całościowy proces planowania zagospodarowania przestrzennego.

Zważywszy na uwarunkowania w skali ponadlokalnej, związane z dążeniem do obniżenia emisji CO₂ wynikającej z wykorzystywania paliw kopalnych, niezwykle cenne ze względu na poziom bezpieczeństwa energetycznego, są wszelkie inicjatywy zmierzające do budowy lokalnych źródeł energii elektrycznej, szczególnie wykorzystujących odnawialne formy energii oraz opartych o zasadę kogeneracji, tym bardziej, że generacja rozproszona z natury wpływa korzystnie na odciążenie systemu przesyłowego i systemu dystrybucyjnego.

Należy jednak zauważyć, że nadmierny rozwój infrastruktury wytwórczej, bez adekwatnej rozbudowy systemu dystrybucyjnego i systemu przesyłowego, mogą skutkować poważnym zagrożeniem dla bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Szczególnie w przypadku źródeł wiatrowych należy zachować należyłą staranność w zakresie planowania zabudowy tego rodzaju źródeł wytwórczych. Zwraca się uwagę, że źródła wiatrowe zasadniczo nie przynoszą jakichkolwiek korzyści w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, z punktu widzenia rezerwowania dostępnych mocy wytwórczych. Zasadniczą cechą energii wiatrowej są bowiem znaczne wahania wytwarzanej mocy oraz, w ogólnym przypadku, brak koincydencji pomiędzy strumieniem wytwarzanej energii, a zapotrzebowaniem na nią, co może być powodem wystąpienia poważnych trudności natury regulacyjnej z uwagi na mogące wystąpić przeciążenia sieci związane z okresowym nadmiarem energii elektrycznej wytworzonej przez energetykę wiatrową.

Przy bezwietrznej pogodzie natomiast źródła wiatrowe stają się nieprzydatne, co w celu właściwej rezerwacji powoduje konieczność zabudowy w systemie innego rodzaju źródeł, o mocy równej mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych.

Również wiele organizacji ekologicznych sprzeciwia się rozbudowie farm wiatrowych ze względu na ich niekorzystne oddziaływanie na środowisko, obejmujące wpływ na migracje ptaków i emisję hałasu, przede wszystkim w spektrum infradźwiękowym.

Zważywszy zatem na wyżej przytoczone fakty należy zoptymalizować planowane wielkości mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych, albowiem niekontrolowany przyrost tych mocy spowoduje konieczność radykalnej rozbudowy lokalnych systemów dystrybucyjnych, co z czasem musi przełożyć się na koszty usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, a także może powodować określone i niekoniecznie korzystne skutki ekonomiczne, w postaci wzrostu kosztów dostawy energii elektrycznej dla pozostałych odbiorców zasilanych z tych systemów i w konsekwencji pogorszenia pozycji konkurencyjnej, np. odbiorców przemysłowych zlokalizowanych na obszarze gminy.

Dokonując generalnej oceny bezpieczeństwa zasilania gminy w energię elektryczną należy zatem stwierdzić, że aktualna konfiguracja i stan techniczny sieci WN, w tym: przepustowość linii elektroenergetycznych WN oraz pełne możliwości dwustronnego zasilania stacji WN/SN wpływają na korzystną ocenę poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Również stan sieci SN i stacji transformatorowych SN/nN nie generuje zasadniczych zagrożeń dla pracy elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego na terenie gminy.

8.8.5. Analiza ryzyka zaopatrzenia w energię elektryczną

Przeprowadzona analiza semantyczna jednoznacznie wskazuje, że pojęcie „analiza ryzyk dostawy na kierunkach zaopatrywania” jest nieodłącznie związane z zagadnieniami współczesnej logistyki. Europejski Komitet Normalizacji zdefiniował logistykę gospodarczą jako: „planowanie, organizację, realizację i kontrolę przepływu dóbr od ich zakupu, poprzez produkcję i dystrybucję do ostatecznego klienta, w celu spełnienia wymagań rynkowych przy minimalnych kosztach i minimalnym zaangażowaniu kapitału”.

Z punktu widzenia klasycznej logistyki, istnieje możliwość zapewnienia sprawnej dostawy wymaganych dóbr w sposób wydajny, efektywny i terminowy. Jednakże o niezawodności danego łańcu-

cha dostaw decyduje najslabsze ogniwo. W celu oceny poziomu ryzyka dostawy konieczna jest zatem znajomość wszystkich uczestników łańcucha dostaw w ramach sektora oraz poziomów ryzyka związanego ze współpracą z tymi uczestnikami. W ogólnym przypadku z procesem dostaw dowolnego towaru związany jest cały szereg ryzyk, takich jak: kradzieże, wandalizm, zniszczenia, przemyt, terroryzm. Skuteczne zabezpieczenie przed tego rodzaju zagrożeniami wymaga wdrożenia mechanizmów ochrony systemowej. Obecnie coraz popularniejsze stają się własne certyfikowane systemy zarządzania ryzykiem, bazujące na ujednoczonym standardzie bezpieczeństwa, których wdrożenie jest ważnym krokiem dla każdego przedsiębiorstwa. W 2008 roku ukazała się norma „ISO 28000:2007 System zarządzania bezpieczeństwem łańcucha dostaw” przeznaczona dla wszystkich organizacji biorących udział w procesie dostaw produktów, na każdym jego etapie. Celem jej wprowadzenia było ujednoczenie systemowego podejścia w zakresie zarządzania ryzykiem dostawy oraz stworzenia podstaw racjonalnej certyfikacji. Obecnie funkcjonuje cała rodzina norm ISO/PAS 28000, która wychodzi naprzeciw konieczności ciągłego zwiększania standardów bezpieczeństwa. Obejmuje ona między innymi analizę ryzyka w zakresie bezpieczeństwa łańcucha dostaw, opracowanie programów bezpieczeństwa i systemowe podejście do zarządzania dostawami, co ma na celu podwyższenie poziomu bezpieczeństwa organizacji.

System zarządzania bezpieczeństwem łańcucha dostaw oparty jest na strukturze znanej z normy „ISO 14001 System zarządzania środowiskowego” i podobnie jak ta ostatnia promuje podejście oparte na analizie ryzyka, zapewnieniu zgodności z wymaganiami prawnymi i innymi, reagowaniu na awarie i zagrożenia mogące spowodować przerwanie łańcucha. Standard jest oparty na ocenie ryzyka i zasadzie koła Deminga, która sprawdziła się już w normach serii ISO 9000 i ISO 14001. Norma „ISO 28000 - System Zarządzania Bezpieczeństwem dla łańcucha dostaw” wymaga, aby stosująca je organizacja sformułowała politykę bezpieczeństwa, przeprowadziła ocenę ryzyka i opracowała plan dla zarządzania i zmniejszania zidentyfikowanych zagrożeń, wdrożenia planu zarządzania bezpieczeństwem, monitorowanie i nadzorowanie systemu, podejmowania działań korygujących, gdy są wymagane, a także przeprowadzania przeglądów zarządzania w celu ciągłego doskonalenia. Certyfikacja organizacji na zgodność z wymaganiami ISO 28000 zapewnia obiektywne potwierdzenie zdolności organizacji do zapewnienia wysokiego poziomu bezpieczeństwa towarów na obsługiwanym przez nią odcinku łańcucha logistycznego.

Standard ISO/PAS 28000:2007 określa wymagania systemu zarządzania bezpieczeństwem z uwzględnieniem krytycznych aspektów dla zapewnienia bezpieczeństwa w łańcuchu dostaw. Wspomniane aspekty krytyczne uwzględniają nie tylko problemy zarządzania finansami, produkcją oraz informacją lecz również procesami magazynowania i transportu produktów. Należy przy tym zauważyć, że zarządzanie bezpieczeństwem jest powiązane zarówno z wyżej wymienionymi, jak również wieloma innymi aspektami zarządzania organizacją. Standard ISO/PAS 28000:2005 może być stosowany niezależnie od wielkości organizacji, począwszy od małych i średnich przedsiębiorstw, aż po wielkie korporacje. W ogólnym przypadku dotyczy on zarówno sektora wytwórczego, jak również sektorów usługowych, na każdym etapie lub łańcucha dostaw.

Należy zwrócić uwagę, że dla przedsiębiorstw, które planują wdrożenie systemu zarządzania bezpieczeństwem zgodnego z ISO/PAS 28000 rekomendowane jest uwzględnienie również dostawców i poddostawców, albowiem jedynie takie podejście może zagwarantować poziom bezpieczeństwa wymagany dla całego łańcucha dostaw. Aspekt ten staje się bowiem coraz ważniejszy przy wyborze partnerów w logistyce.

Generalnie charakter działania danej organizacji, jej skala i inne wymagania determinują politykę bezpieczeństwa oraz metodologię oceny ryzyka. Proces oceny ryzyka polega na identyfikacji aktywów i procesów kluczowych dla dalszego działania, określeniu realnych zagrożeń, ocenie luk

w istniejących programach bezpieczeństwa oraz oszacowaniu prawdopodobieństwa zaistnienia zagrożenia i rozważeniu jego ewentualnych konsekwencji. Realizacja procesu oceny ryzyka umożliwia określenie priorytetów i celów oraz szczegółowych zadań w zakresie bezpieczeństwa, które są następnie wykorzystywane do ustanowienia planów zarządzania bezpieczeństwem w celu ograniczenia zidentyfikowanych zagrożeń. Podobnie, jak w przypadku zarządzania środowiskowego i zarządzania jakością, programy zarządzania bezpieczeństwem powinny być wdrażane i stale monitorowane pod kątem ich skuteczności i efektywności. Rezultatem ciągłego monitoringu winno być ciągle samodoskonalenie systemu, prowadzące w efekcie do systematycznego zmniejszania poziomu ryzyka w trakcie jego cyklicznych ocen.

Jak wynika z zamieszczonego powyżej opisu standardu ISO/PAS 28000 szczegółowa analiza i ocena ryzyka jest suwerennym prawem poszczególnych przedsiębiorstw wdrażających System Zarządzania Bezpieczeństwem w Łańcuchu Dostaw, podobnie jak zdefiniowanie aspektów krytycznych oraz określenie stosownej polityki bezpieczeństwa. Jednakże w przypadku działających przedsiębiorstw energetycznych, można pokrótce omówić najważniejsze rodzaje ryzyka spotykane w działalności sektora elektroenergetycznego.

W warunkach wciąż występującej w podsektorze wytwarzania monokultury węgla praktycznie wyeliminowane jest ryzyko przerwania dostaw paliw, przynajmniej w skali znacząco zagrażającej funkcjonowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Stan taki gwarantują krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego oraz obowiązujące wytwórców przepisy o utrzymywaniu zapasów paliw. Nie oznacza to jednak, że nie występują zagrożenia związane z brakiem paliw. W przypadku coraz częściej obecnie budowanych źródeł opalanych gazem ziemnym, największym zagrożeniem jest uzależnienie od dostaw gazu z kierunku rosyjskiego. Znakomita większość gazu ziemnego sprowadzanego do Polski z zagranicy wchodzi do systemu przesyłowego przez punkty odbiorcze na granicy wschodniej i z gazociągu jamalskiego, a cała sieć przesyłowa zorientowana jest na przesył gazu ze wschodu na zachód. Taka struktura sieci zwiększa ryzyko przerw w dostawach z powodów handlowych i technicznych (awarie, przedłużone okresowe remonty, spory płatnicze itp.), jak i politycznych (spory między rządem Rosji a rządami Białorusi i Ukrainy). W chwili obecnej polska infrastruktura przesyłowa nie pozwala na import dostatecznych dostaw z innego kierunku niż rosyjski. Sytuacja ta ulegnie pewnej poprawie po uruchomieniu gazoportu w Świnoujściu oraz prowadzonej przez GAZ-SYSTEM rozbudowie krajowego systemu przesyłowego umożliwiającego między innymi wielokierunkowy przesył gazu.

Praktycznie wszyscy uczestnicy rynku energii elektrycznej narażeni są na ryzyko regulacyjne przejawiające się m.in. w podatności organów regulacyjnych na wpływy polityczne wynikające z partykularnych celów określonych grup interesów. Stosowanym od lat środkiem zaradczym jest doprecyzowywanie rozwiązań i przepisów prawnych determinujących działalność regulatora i eliminujących nadmierny obszar dowolności interpretacyjnej.

Zagrożenie kradzieżą towaru praktycznie nie występuje w wytwarzaniu i przesyłaniu sieciami NN. Natomiast zjawisko nielegalnego poboru energii, zwłaszcza na poziomie napięć do 1 kV, jest zjawiskiem powszechnym i niemożliwym do całkowitego wyeliminowania w praktyce każdego z większych dystrybutorów.

Ryzyko kradzieży infrastruktury jest zjawiskiem nierozzerwalnie związanym z eksploatacją systemów liniowych, przy czym utrzymywanie pod napięciem wymienionej infrastruktury wydaje się znacząco utrudniać proces jej kradzieży. Jakkolwiek przedsiębiorstwa energetyczne starają się zapobiegać kradzieżom i dewastacjom co cenniejszych obiektów poprzez np. coraz szersze wykorzystanie zabezpieczeń elektronicznych, telewizji przemysłowej i innych form monitoringu,

problem ten jest trudny do całkowitego rozwiązania, szczególnie w praktyce Krajowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

Jak wszystkie obiekty liniowe, również sieć elektroenergetyczna narażona jest nie tylko na akty wandalizmu, lecz również na ryzyko ataku terrorystycznego. Natomiast z punktu widzenia zabezpieczeń przed terroryzmem centralne i obszarowe centra dyspozycji mocy należą do najlepiej zabezpieczonych obiektów w kraju, przy czym ze względów oczywistych niniejsze opracowanie nie jest miejscem właściwym do prezentacji jakichkolwiek szczegółów przedmiotowego systemu zabezpieczeń.

Istotnym zagrożeniem są obserwowane coraz częściej na przestrzeni ostatnich lat ekstremalne zjawiska pogodowe, nierzadko o katastrofalnym charakterze, których skutki najczęściej są niemożliwe do przewidzenia, zaś prawdopodobieństwo zaistnienia trudne do określenia, zważywszy na fakt, że częstotliwość ich występowania wzrasta znacząco w stosunku do statystycznie opisanych doświadczeń w tym zakresie z lat ubiegłych.

Zupełnie inny jest charakter ryzyka w działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną. W zakresie ryzyka związanego z zawieraniem transakcji kupna i sprzedaży wyróżnić można następujące elementy: ryzyko cenowe - wynikające z możliwości niekorzystnej zmiany cen, ryzyko bazowe - wynikające z różnicy pomiędzy ceną odniesienia przyjętą w kontrakcie i aktualną ceną w dniu dostawy oraz ryzyko kredytowe - wynikające z możliwej niezdolności stron umowy do dotrzymania zobowiązań kontraktowych. Generalnie na rynku energii elektrycznej występują: ryzyko fluktuacji cen energii elektrycznej; ryzyko systemowe - związane z możliwością niez uzyskania należności w obrocie z tego powodu, że jeden z uczestników rynku nie będący stroną kontraktu nie jest zdolny do wypełnienia zobowiązań; ryzyko utraty płynności na rynku polegające na braku swobodnej możliwości obrotu kontraktami podstawowymi lub kontraktami pochodnymi występujące głównie w początkowej fazie rozwoju rynków przy niewielkiej liczbie uczestników i ograniczonej wielkości obrotu; ryzyko kontraktowe wiążące się z możliwością wystąpienia braku zdolności regulowania zobowiązań przez stronę będącą bezpośrednią stroną kontraktu; ryzyko operacyjne związane z zagrożeniem ponoszenia strat z tytułu samego uczestnictwa w rynku i zawierania transakcji; ryzyko prawne polegające na braku możliwości realizacji zobowiązań kontraktowych z przyczyn prawnych oraz ryzyko wynikające z odpowiedzialności cywilnej w związku ze szkodami poniesionymi przez osoby trzecie z tytułu działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo na rynku. Przedsiębiorstwa obrotu powinny uwzględniać przede wszystkim: ryzyko fluktuacji cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, ryzyko fluktuacji wolumenu sprzedaży, ryzyko regulacyjne związane z ustalaniem cen regulowanych w obrocie detalicznym i ryzyko systemowe o charakterze przejściowym związane z brakiem możliwości realizacji zobowiązań zawartych w kontraktach długoterminowych na dostawy energii elektrycznej zawartych z wytwórcami.

Zarządzanie ryzykiem w obrocie energią elektryczną obejmuje:

- przenoszenie ryzyka utraty płynności poprzez wykorzystanie usług podmiotów wspomagających transakcje rynkowe, składających oferty kupna i sprzedaży kontraktów, przy czym maksymalna różnica pomiędzy ofertą kupna i sprzedaży jest regulowana w ramach zasad obowiązujących na rynku, co pozwala na regulację płynności obrotu, a innym uczestnikom obrotu bez względu na aktualną wielkość kontraktów w obrocie na swobodne dokonywanie transakcji,
- przenoszenie ryzyka organicznego (systemowego) i kontraktowego dzięki wykorzystaniu do rozliczeń pomiędzy uczestnikami obrotu izby rozrachunkowej, która staje się stroną i przejmuje zobowiązania kontraktowe w stosunku do każdego z uczestników obrotu (np. na giełdzie energii lub rynku bilansującym), przy czym jej wypadkowe zobowiązania są zawsze równe zero tzn.

kompensują się, zaś jej ryzyko jest uwzględnione w wysokości pobieranej prowizji i gwarancji wymaganych od uczestników rynku,

- ograniczanie ryzyka operacyjnego m.in. poprzez odpowiednie szkolenia pracowników, planowanie i nadzór, rozwój systemów wspomagających udział w rynku oraz monitorowanie własnej pozycji na rynku,
- ograniczanie ryzyka prawnego poprzez standaryzację kontraktów oraz kontrolę wiarygodności podmiotów dopuszczonych do udziału w obrocie zwłaszcza przez obiektywne zasady koncesjonowania.

Przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną zajmujące się dostawami detalicznymi, poza ryzykiem wynikającym z udziału w rynku hurtowym, narażone są na szereg ryzyk związanych ze sprzedażą energii indywidualnym odbiorcom. W tym segmencie rynku dostawca z jednej strony dokonuje zakupów energii przy występujących znacznych fluktuacjach cen, z drugiej jest zobowiązany pokryć trudne do regulowania zapotrzebowanie odbiorców bez względu na sytuację na rynku hurtowym. Dodatkowo musi wygrywać rywalizację o odbiorcę. Jednym z najważniejszych narzędzi zarządzania ryzykiem dostawcy na tym rynku pozostaje kształtowanie cen, które powinno uwzględniać również preferencje odbiorców. W celu przeniesienia wynikającego z fluktuacji cen na rynku hurtowym dostawcy mogą uwzględnić możliwość wprowadzenia cenników odzwierciedlających w całości lub w części kształtowanie się na nim cen. W najprostszym rozwiązaniu są to cenniki będące funkcją cen chwilowych na rynku dostaw natychmiastowych, określanymi przez giełdę energii. Pośrednim rozwiązaniem jest cennik z ustaloną mocą graniczną poboru, poniżej której stosuje się zryczałtowaną stawkę za energię, a powyżej której wprowadza się stawki odwzorowujące kształtowanie się cen chwilowych zakupu na giełdzie energii. Jeśli dodatkowo przedsiębiorstwo zapewni odbiorcy, że ceny chwilowe nie przekroczą poziomu maksymalnego określonego w cenniku będzie to równoważne ze sprzedażą odbiorcy opcji typu call. Ponadto przedsiębiorstwo dostaw detalicznych zarządzając ryzykiem związanym z fluktuacją cen i wolumenu sprzedaży może stosować typowy hedging na hurtowym rynku finansowym, dokonując zakupu kontraktów terminowych i/lub opcyjnych.

Celem wyczerpania tematu należy nadmienić, iż dobór zakresu budowy nowych obiektów infrastruktury elektroenergetycznej w żadnym przypadku nie jest związany z analizowaniem ryzyka. Na przestrzeni lat pracy przedsiębiorstwa energetyczne i praktyka inżynierska wypracowały metody i zasady doboru urządzeń energetycznych do wymaganego zapotrzebowania. W zależności od potrzeb zasady projektowania i eksploatacji urządzeń energetycznych zostały ujęte w stosownych aktach normatywnych, mających tam gdzie to wymagane charakter ogólnie obowiązujących przepisów, w innych przypadkach charakter dyrektyw, zaleceń i norm do mniej lub bardziej dobrowolnego stosowania. Tym niemniej dobór rozmiarów i obciążalności infrastruktury energetycznej nigdy nie jest opierany na analizy ryzyka. Z natury rzeczy infrastruktura elektroenergetyczna projektowana jest tak, aby zapewnić niezawodne zasilanie odbiorców, przy wymaganej przez nich wielkości zapotrzebowania. Jest rzeczą oczywistą, że osiągnięcie absolutnej pewności zasilania nie jest możliwe, gdyż wszystkie systemy techniczne charakteryzują się mniejszą lub większą zawodnością, a z teoretycznego punktu widzenia stworzenie systemu absolutnie niezawodnego wymagałoby poniesienia nieskończonych nakładów ekonomicznych. Dlatego też wcześniej wspomniane metody i zasady inżynierskie projektowania systemów zakładają ich realizację przy akceptowalnych poziomach kosztów. Natomiast odbiorcom szczególnie zainteresowanym pewnością zasilania przedsiębiorstwa energetyczne oferują stosowne rozwiązania w tym zakresie, w postaci np. wielostronnego zasilania na różnych poziomach napięć, pod warunkiem stosownej partycypacji w kosztach budowy przyłączy. Wreszcie w obiektach wymagających absolutnej pewności zasilania stosowane są adekwatne rozwiązania techniczne polegające na stosowaniu różnego rodzaju systemów zasilania awaryjnego. W ogólnym przypadku rodzaj takiego systemu i typ zainsta-

lowanych środków technicznych rozciąga się od instalacji akumulatorowych, systemów podtrzymania napięcia, aż do generatorów awaryjnych uruchamianych ręcznie, bądź automatycznie impulsem od zaniku napięcia zależy od potrzeb i wymagań zasilanej instalacji. Innych parametrów zasilania awaryjnego wymagają bowiem systemy informatyczne, innych system zapewnienia wentylacji w kopalni. Wreszcie w przypadku systemu elektroenergetycznego nie ma sensu sformułowanie „kierunek zaopatrywania Miasta” albowiem fizyczne kierunki przepływu energii w sieci elektroenergetycznej są funkcją chwilowego stanu systemu i w ogólnym przypadku podlegają zmienności w pełnym zakresie.

8.8.6. Wpływ liberalizacji rynku energii elektrycznej na gospodarkę energetyczną gminy

Jednym z podstawowych kierunków nowoczesnej myśli ekonomicznej w XX w. było przeświadczenie o dobroczynnym wpływie wolnego rynku na dynamikę rozwoju gospodarczego danego sektora przemysłowego, a w ślad za tym regionu. Przejawem tego były dążenia Unii Europejskiej do przedstawienia tradycyjnie zmonopolizowanych sektorów gospodarki na tory możliwie najbardziej wolnorynkowe z pozostawieniem jak największych marginesów regulacji wyłącznie tam, gdzie absolutnie niemożliwe jest osiągnięcie pełnej demonopolizacji, tj. np. w obrębie przedsiębiorstw zarządzających infrastrukturą sieciową. Znalazło to odzwierciedlenie tak w postanowieniach Traktatu o utworzeniu Unii Europejskiej, jak i w przyjmowanym następnie prawodawstwie, czego przejawem była dyrektywa 96/92/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W Polsce, aspirującej wówczas do członkostwa w Unii Europejskiej, dokument ten stał się jedną z podstaw podejmowanych działań mających na celu rozbięcie skostniałych struktur funkcjonujących w ramach ówczesnego sektora paliwowo-energetycznego i spowodowanie generalnego wzrostu ekonomicznej sprawności jego funkcjonowania. Już od początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego stulecia rozpoczęto w Polsce wdrażanie tzw. reformy elektroenergetyki, której celem było stworzenie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Konsekwentne działania czynione przez zwolenników wolnego rynku zaczęły z czasem przynosić zauważalne efekty. Proces uwalniania rynku został zapoczątkowany wieloletnią dyskusją nad ostatecznym kształtem ustawy „Prawo energetyczne” w ramach tzw. konsultacji społecznych z zainteresowanymi środowiskami. W tych czasach w sektorze energetycznym nie brakowało oczywiście środowisk w wątpliwy sposób sprzyjających planowanym zmianom i żywotnie zainteresowanych utrzymaniem dotychczasowego status quo. Dopiero ustanowienie wyżej powołanej dyrektywy i konieczność transpozycji jej przepisów do prawa krajowego, w powiązaniu z nadrzędnym w tych czasach celem polityki zagranicznej, jakim było przystąpienie Polski do Unii Europejskiej, zaowocowało uchwaleniem ustawy Prawo energetyczne. W pierwotnym swoim brzmieniu przepisy powołanej ustawy przewidywały kilkuletni okres przejściowy w uzyskiwaniu przez odbiorców uprawnień do dostępu do usług przesyłowych, przy czym szczegółowy harmonogram uzyskiwania dostępu do usług przesyłowych przez poszczególne grupy odbiorców został określony w stosownym, kilkakrotnie nowelizowanym rozporządzeniu wykonawczym. Ostatecznie w dniu 1 lipca 2007r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej uzyskali prawo zakupu tej energii od wybranego przez siebie dostawcy. Tym samym zostało urzeczywistnione pełne otwarcie rynku energii elektrycznej, na którym każdy odbiorca ma prawo swobodnego wyboru dostawcy wg ustalonych przez siebie kryteriów. Znowelizowane w międzyczasie przepisy ustawy Prawo energetyczne nałożyły na operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązek umożliwienia realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

- budowę i eksploatację zapewniającą efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi,

- pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
- opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom ich standardowych profili zużycia oraz uwzględnianie zasad ich stosowania w stosownej części instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, podlegającej zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki,
- udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
- opracowywanie i wdrożenie procedury zmiany sprzedawcy oraz jej uwzględnianie w stosownej części instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

W wyniku dokonanej w międzyczasie transpozycji do przepisów krajowych postanowień dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, dokonano rozdziału działalności operatorów systemów od działalności w zakresie obrotu energią elektryczną. W chwili obecnej ponad 300 przedsiębiorstw energetycznych posiada ważne koncesje na obrót energią elektryczną.

Jak z powyższego wynika istnieje możliwość zakupu towaru, jakim jest energia elektryczna, od co najmniej kilkudziesięciu dostawców na obszarze kraju. Rodzi to określone konsekwencje w świetle ustawy Prawo zamówień publicznych. Wobec faktu, że energię elektryczną można obecnie zakupić od więcej niż jednego dostawcy, ustala podstawowa przesłanka stosowania szczególnych trybów wyboru wykonawcy, a w szczególności udzielania zamówień z wolnej ręki. Zatem, w chwili obecnej, podmioty obowiązane do stosowania przepisów ustawy Prawo zamówień publicznych zobowiązane są do stosowania jednego z podstawowych trybów wyboru wykonawcy, tj. przetargu nieograniczonego lub przetargu ograniczonego także przy udzielaniu zamówień na dostawy energii elektrycznej (chyba, że zachodzą określone w powołanej ustawie przesłanki zastosowania trybu negocjacji z ogłoszeniem, dialogu konkurencyjnego, negocjacji bez ogłoszenia, zamówienia z wolnej ręki, zapytania o cenę albo licytacji elektronicznej). Przez długi czas szczególnym unormowaniem ostatnio powołanej ustawy w stosunku do energii elektrycznej pozostawała możliwość zawarcia umowy na jej dostawę z sieci elektroenergetycznej na czas nieokreślony, bez obowiązku informowania o tym Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych. Ostatecznie postanowienia te uległy uchyleniu.

W tej sytuacji należy podkreślić, że usługa przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nadal najczęściej może być świadczona tylko przez jednego wykonawcę, odpowiedzialnego za eksploatację sieci, do której przyłączona jest instalacja zamawiającego. Co prawda w ogólnym przypadku można sobie wyobrazić wykonanie przyłączy do sieci dystrybucyjnych należących do różnych operatorów, jednak rozwiązanie takie w większości wypadków z pewnością zostanie uznane za ekonomicznie niecelowe, aczkolwiek istnieją odbiorcy przyłączeni do dwóch systemów, np.: przesyłowego i lokalnego dystrybucyjnego. Zatem usługa przesyłania lub dystrybucji najczęściej z przyczyn technicznych może być świadczona tylko przez jednego wykonawcę, a co za tym idzie, na podstawie ustawy prawo zamówień publicznych zamówienie na tę usługę może być udzielone z wolnej ręki. Ustawa nie normuje możliwego teoretycznie przypadku, gdy zamawiający np. ze względów terytorialnych, w przypadku instytucji o zasięgu ogólnokrajowym, posiada przyłącza do sieci kilku operatorów systemów dystrybucyjnych. W takim przypadku logicznym jest zawarcie umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji z wieloma przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, w celu zapewnienia obsługi wszystkich posiadanych przyłączy, których eksploatacja jest niezbędna ze względów technicznych. Takie działanie jako racjonalne nie powinno się spotykać z ewentualnymi zarzutami,

zwłaszcza zważywszy na proces zatwierdzania taryf za usługi przesyłowe przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W ogólnym przypadku dostarczanie energii elektrycznej odbywa się na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji. Umowa sprzedaży winna zawierać co najmniej postanowienia określające: miejsce dostarczenia energii do odbiorcy i jej ilość w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, cenę lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach i warunki wprowadzania zmian tej ceny i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, wysokość bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a także okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania. W przypadku gdy stroną umowy sprzedaży energii elektrycznej, jest odbiorca niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, powinna ona zawierać także sposób zgłaszania grafików handlowych i określania niezbilansowania energii elektrycznej oraz jego rozliczania odpowiednio według grafiku indywidualnego przedstawiającego zbiór danych o planowanej realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych centralnego mechanizmu bilansowania handlowego oraz rzeczywistego poboru energii elektrycznej lub standardowego profilu zużycia oraz rzeczywistej pobranej energii elektrycznej. Oczywiście warunkiem rozliczania niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu na podstawie informacji o nabytej lub sprzedanej energii elektrycznej, przedstawiających zbiór danych określający ilości energii elektrycznej oddzielnie dla poszczególnych okresów rozliczeniowych, jest posiadanie przez odbiorcę urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego umożliwiającego rejestrację danych z wykorzystaniem układów do transmisji danych, zgodnym z systemem akwizycji i przetwarzania danych stosowanym przez operatora elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego, do którego sieci jest przyłączony odbiorca lub innego sposobu przekazywania danych pomiarowych, określonego w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, w tym okresowych odczytów. Ponadto umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej zawiera postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość przesyłanej energii w podziale na okresy umowne, miejsca dostarczania energii elektrycznej do sieci i jej odbioru z sieci, standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania energii, stawki opłat lub grupę taryfową stosowane w rozliczeniach oraz warunki wprowadzania zmian tych stawek i grupy taryfowej, sposób prowadzenia rozliczeń, parametry techniczne energii elektrycznej oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania a ponadto, jeżeli stroną umowy jest użytkownik systemu niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, powinna zawierać oznaczenie wybranego przez odbiorcę sprzedawcy, z którym ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej oraz zasady zmiany tego sprzedawcy, oraz podmiotu będącego dla odbiorcy sprzedawcą i zgodę tego odbiorcy na zawarcie przez operatora systemu dystrybucyjnego umowy sprzedaży energii elektrycznej z tym sprzedawcą, na jego rzecz i w jego imieniu, w przypadku zaprzestania dostarczania tej energii przez wybranego przez odbiorcę sprzedawcę. Umowy powinny zawierać także postanowienia określające sposób postępowania w razie utraty przez odbiorcę możliwości wywiązywania się z obowiązku zapłaty za dostarczoną energię lub usługi związane z jej dostarczeniem.

Jak widać, zapewnienie konkurencyjnych dostaw energii elektrycznej jest zadaniem w zasadzie nieskomplikowanym, zważywszy na określenie wymogów formalnych w aspekcie normalizacji praw i obowiązków uczestników procesu wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i użytkowania energii elektrycznej przez ogólnie obowiązujące przepisy, jednakowoż zezwalające w określonym obszarze na swobodę kształtowania tych umów i dostosowanie ich do indywidualnych uwarunkowań za-

mawiającego. Tymczasem obserwacja publikowanych ogłoszeń o zamówieniach prowadzi do wniosku, że zamawiający powszechnie korzystają z możliwości dostawy na podstawie tzw. umowy kompleksowej, zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, przewidzianej postanowieniami ustawy Prawo energetyczne. Istotą takiej umowy jest zawarcie przez sprzedawcę na rzecz i w imieniu odbiorcy końcowego umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii z właściwym przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się taką działalnością. Nie ulega wątpliwości, że znacząca część przedmiotu takiego zamówienia, w postaci usługi przesyłowej, najczęściej, tzn. za wyjątkiem teoretycznie możliwych incydentalnych przypadków, może być dostarczona przez jednego wykonawcę, z reguły będącego operatorem systemu dystrybucyjnego na lokalnym obszarze.

Co gorsze, sytuację wykorzystują często przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną, będące dotychczasowymi jej dostawcami dla jednostek i obiektów gminnych. W skali kraju daje się zaobserwować praktyka polegająca na oferowaniu poszczególnym jednostkom gminnym, takim jak: szkoły, przedszkola czy domy pomocy społecznej, różnego rodzaju tzw. produktów w formie umów kompleksowych przewidujących pozornie korzystne warunki dostawy np. z gwarancją dotychczasowej ceny. Często „produkty” te cechują szczególne postanowienia dotyczące warunków rozwiązania umowy. Zwykle umowy takie zawierane są początkowo na czas oznaczony, jednakże zawierają klauzule stanowiące np. o niejako „automatycznym” przedłużeniu umowy na kolejny okres umowny, bądź też przekształceniu w umowę na czas nieokreślony z kilkumiesięcznym okresem wypowiedzenia, w przypadku niespełnienia przez odbiorcę określonych warunków, np. niezłożenia oświadczenia o woli rozwiązania umowy w określonym terminie. Natomiast rozwiązanie przez odbiorcę umowy w innym terminie skutkuje dotkliwymi karami umownymi, których kwoty w niektórych przypadkach mogą sięgać kilkudziesięciu procent wartości energii elektrycznej, która ma być dostarczona na podstawie umowy. W wyniku takich zabiegów przedsiębiorstw obrotu często powstaje sytuacja, w której warunki rozwiązania umów dla poszczególnych jednostek gminnych różnią się tak dalece terminami ich potencjalnego rozwiązania, że znakomicie utrudniają przeprowadzenie postępowania o udzielenie zamówienia na dostawę energii elektrycznej dla całości obiektów miejskich. Tymczasem, w przypadku średniej wielkości miasta, koszty dostawy energii elektrycznej do obiektów miejskich oraz do celów oświetlenia ulic przekraczają najczęściej kwoty określone w przepisach wydanych na podstawie ustawy Prawo zamówień publicznych. W przypadku obiektów miejskich zasilanych z sieci dystrybucyjnej energią elektryczną można zakupić od jednego z prawie 50 potencjalnych dostawców. Nie ulega zatem wątpliwości, że dostawa energii elektrycznej do celów oświetlenia miejsc publicznych oraz obiektów miejskich, której koszty pokrywane są z budżetu miasta winna odbywać się z zachowaniem przepisów ustawy Prawo zamówień publicznych. Z chwilą bowiem powszechnej liberalizacji handlu energią elektryczną i uzyskania przez ogół odbiorców dostępu do usług przesyłowych, najczęściej nie występują jakiegokolwiek przesłanki zastosowania zamówienia z wolnej ręki jako dopuszczalnego trybu wyboru wykonawcy.

Natomiast fakt liberalizacji rynku w sposób oczywisty nie wpływa w żaden sposób na poziom bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska oraz na poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozumianego jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia nieprzerwanej pracy sieci elektroenergetycznej, a także spełniania wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Abstrahując od teoretycznych rozważań i argumentów

o niemożności planowania optymalnego rozwoju systemów w warunkach gospodarki rynkowej, jakie były używane niegdyś przez przeciwników liberalizacji, należy zauważyć, że fakt zawarcia przez odbiorcę umowy zakupu energii z takim czy innym przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem energią elektryczną w żaden sposób nie wpływa na stan gospodarki, a co za tym idzie zdolność pokrycia bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię. Fakt zawarcia umowy zakupu energii elektrycznej z tym, a nie innym dostawcą nie wpływa również na zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia nieprzerwanej pracy sieci elektroenergetycznej, która to zdolność stanowi fizyczną właściwość wymienionego systemu i uzależniona jest od technicznych parametrów sieci i zabudowanych w niej urządzeń, za stan których odpowiedzialny jest Operator Systemu Dystrybucyjnego. Zważywszy, że spełnienie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym jest w końcowym rozrachunku zależne od obiektywnych zjawisk i zdarzeń zachodzących w sieci elektroenergetycznej, nie ma znaczenia czy zakup energii dla konkretnego klienta nastąpił od przedsiębiorstwa energetycznego A, przedsiębiorstwa energetycznego B, czy też w formie zakupu np. giełdowego, albowiem transakcje dokonywane na rynku energii skutkują przede wszystkim w sferze rozliczeń pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku, zaś utrzymanie sprawności i ciągłości ruchu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego należy do obowiązków Operatora Systemu Przesyłowego i współpracujących operatorów systemów dystrybucyjnych, zobowiązanych przez właściwe przepisy do utrzymania ściśle określonych minimalnych standardów pracy systemów. Jakkolwiek można rozważać teoretycznie możliwy przypadek niemożności wywiązania się z zobowiązań umownych dużej grupy znaczących przedsiębiorstw, energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną i jego negatywnego wpływu na stan gospodarki, jednakże obowiązujące przepisy w zakresie koncesjonowania, jak również bieżący nadzór Regulatora nad działalnością wymienionych przedsiębiorstw stanowią gwarancję, że jest to problem możliwy tylko teoretycznie. Należy przy tym zauważyć, że ustawodawca należycie zabezpieczył interesy odbiorców energii wprowadzając stosowne mechanizmy prawne, aż po instytucję sprzedawcy z urzędu, umożliwiającą bezpieczne korzystanie z możliwości wyboru sprzedawcy nawet tak małym odbiorcom jak gospodarstwa domowe.

Jak z powyższego wynika, korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy i swobodnego dostępu do usług przesyłowych nie stwarza zagrożeń z punktu widzenia jakości i ciągłości dostaw dla odbiorców końcowych, umożliwiając tym odbiorcom szerokie korzystanie z dobrodziejstw wolnej konkurencji, co winno być szczególnie wykorzystywane przez jednostki sektora finansów publicznych obowiązane do zamawiania dostaw energii elektrycznej zgodnie z przepisami ustawy Prawo zamówień publicznych.

8.8.7. Analiza możliwości skorzystania z zasady TPA w zakresie poszczególnych komponentów energii

Idea konkurencyjnego rynku nośników energii stała się podstawą prac nad prawem dającym możliwość konsumentom na swobodny wybór, jak również i zmianę dostawcy energii. Na gruncie prawodawstwa europejskiego powstała koncepcja Third Party Access (tzw. dostępu stron trzecich) i została ona zaimplementowana w prawie wspólnotowym na mocy dyrektywy 2003/54/WE w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Dyrektywa zobowiązała kraje członkowskie do spowodowania, że uprawnieni odbiorcy mogliby zmienić sprzedawcę energii.

Dyrektywa określała, że zastosowanie zasady TPA powinno odbywać się na podstawie taryf (lub co najmniej metodyki opracowywania taryf, w zależności od systemu regulacji przyjętego przez po-

szczególne państwa członkowskie) zatwierdzanych przez organy regulacyjne. Wymagane jest, aby taryfy były obiektywne i zapewniające równe traktowanie wszystkich użytkowników. Państwa członkowskie muszą zapewnić powszechny dostęp do nich i w związku z tym narzucić obowiązek ich publikowania.

Dyrektywa nałożyła na państwa członkowskie obowiązek rozdzielenia działalności operatorskiej od pozostałych rodzajów działalności przedsiębiorstw energetycznych zintegrowanych pionowo.

Zasada TPA (Third-pass Access) została określona w ustawie Prawo Energetyczne w myśl której:

- „1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy.
2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3.”

Rynek elektroenergetyczny

Zgodnie z ustawą polscy odbiorcy mają prawo zakupu energii elektrycznej od wybranego przez siebie sprzedawcy. Dodatkowo, aby zapewnić odbiorcom możliwość korzystania z nadanego im prawa, ustawodawca zobowiązał przedsiębiorstwa świadczące usługi przesyłowe lub dystrybucyjne energii elektrycznej do świadczenia tych usług na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich odbiorców. Świadczenie tych usług odbywa się na podstawie stosownej umowy. Obecnie nie wszyscy odbiorcy mogą dokonywać wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.

Zasada TPA w przypadku nośników energii ma zastosowanie dla energii elektrycznej oraz paliw gazowych. Specyfika sektora ciepłowniczego i jego zasięg lokalny ograniczają w znacznym stopniu zakres funkcjonowania zasady TPA w tym sektorze.

Na mocy postanowień zasady TPA zawartych w ustawie Prawo energetyczne, każdy odbiorca energii elektrycznej z terenów gminy ma możliwość swobodnego wyboru dostawcy energii niezależnie od regionu, w którym sprzedawca się znajduje. W związku z powyższym na terenie gminy nie występują żadne ograniczenia w korzystaniu z zasady swobodnego wyboru dostawcy energii elektrycznej.

Rynek paliw gazowych

Zasada TPA ma zastosowanie również na rynku paliw gazowych. W tym celu polski rynek paliw gazowych został dostosowany do dyrektywy 2003/54/WE.

Strukturę polskiego sektora gazowniczego przy zastosowaniu zasady TPA przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 8-1. Struktura zliberalizowanego sektora gazowniczego (przy zastosowaniu zasady TPA)



Źródło: Oracz H., „Liberalizacja polskiego rynku paliw gazowych. Większa przejrzystość gazu”, 2005.

Obecnie na obszarze kraju działalność polegającą na świadczeniu usług przesyłu gazu świadczy Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Zadania w zakresie sprzedaży paliwa gazowego odbiorcom świadczy sześć spółek gazownictwa zlokalizowanych na terenie całego kraju. Spółki gazownictwa wchodzi w skład grupy kapitałowej PGNiG S.A.

Obecnie z uwagi na brak konkurencji ze strony innych przedsiębiorstw świadczących usługi przesyłowe na terenie gminy zasada TPA nie ma zastosowania.

W związku ze specyfiką branży ciepłowniczej, charakteryzującą się brakiem połączeń pomiędzy lokalnymi systemami ciepłowniczymi oraz z uwagi na brak możliwości przesyłu ciepła na znaczne odległości, przedsiębiorstwa ciepłownicze prowadzą swoją działalność w warunkach monopolu naturalnego. Zasada TPA w tym sektorze nie ma zastosowania.

9. Ocena możliwości i planowane wykorzystanie lokalnych źródeł energii

9.1. 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 wówczas zapewnić odbiorcom warunki zasilania zgodne z rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej, w tym także zapewnić odpowiednią pewność zasilania.

W sytuacjach awaryjnych podmiot przemysłowy jest zainteresowany zapewnieniem dostawy ciepła na własne potrzeby, gdyż koszty utracone w wyniku strat na głównej działalności operacyjnej przedsiębiorstwa przemysłowego, z reguły będą niewspółmierne do korzyści ze sprzedaży ciepła. Ponadto, obecny system tworzenia taryf za ciepło nie daje możliwości osiągania zysków na kapitale własnym. W tej sytuacji, zakłady przemysłowe często nie są zainteresowane rozpoczynaniem działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło odbiorców zewnętrznych.

9.2. Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej

Zasoby energii odpadowej istnieją we wszystkich tych procesach, w trakcie których powstają produkty (główne lub odpadowe) o parametrach różniących się od parametrów otoczenia, w tym w szczególności o podwyższonej temperaturze.

Generalnie można wskazać następujące główne źródła odpadowej energii cieplnej:

- procesy wysokotemperaturowe (np. w piecach grzewczych do obróbki plastycznej lub obróbki cieplnej metali, w piekarniach, w części procesów chemicznych), gdzie dostępny poziom temperaturowy jest wyższy od 100°C;
- procesy średnitemperaturowe, gdzie jest dostępne ciepło odpadowe na poziomie temperaturowym rzędu 50 do 100°C (np. procesy destylacji i rektyfikacji, przemysł spożywczy i inne);
- ciepłe wody odpadowe i ścieki o temperaturze w przedziale 20 do 50°C;
- zużyte powietrze wentylacyjne o temperaturze zbliżonej do 20°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 oczywiście możliwość technologicznej realizacji takiego procesu. Decyzje związane z takim sposo-

bem wykorzystania ciepła w całości spoczywają na podmiocie prowadzącym związaną z tym działalność.

Procesy wysoko- i średniotemperaturowe pozwalają wykorzystywać ciepło odpadowe na potrzeby ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody. Przy tym odbiór ciepła na cele ogrzewania następuje tylko w sezonie grzewczym i to w sposób zmieniający się w zależności od temperatur zewnętrznych. Stąd w części roku energia ta nie będzie wykorzystywana, a dla pozostałego okresu należy przewidzieć uzupełniające źródło ciepła. Decyzja o takim sposobie wykorzystania ciepła odpadowego powinna być każdorazowo przedmiotem analizy dla określenia opłacalności takiego działania.

Ciepło odpadowe na poziomie temperatury 20-30°C powstaje nie tylko w zakładach przemysłowych, ale i w gospodarstwach domowych (np. zużyta c.w.u.), mogąc stanowić źródło ciepła dla odpowiednio dobranej pompy ciepła. Ponadto, znakomitym źródłem ciepła do ogrzewania mieszkań jest ciepło wytwarzane przez eksploatowane urządzenia techniczne, jak: pralki, lodówki, telewizory, sprzęt komputerowy i inne urządzenia powszechnie obecnie stosowane w gospodarstwie domowym.

Atrakcyjną opcją jest wykorzystanie energii odpadowej zużytego powietrza wentylacyjnego. Wynika to z kilku przyczyn:

- dla nowoczesnych obiektów budowlanych straty ciepła przez przegrody uległy znacznemu zmniejszeniu, natomiast potrzeby wentylacyjne pozostają nie zmienione, udział strat ciepła na wentylację w ogólnych potrzebach cieplnych staje się coraz bardziej znaczący (dla tradycyjnego budownictwa mieszkaniowego straty wentylacji stanowią około 20 do 25% potrzeb cieplnych, a dla budynków o wysokiej izolacyjności przegród budowlanych - nawet ponad 50%; dla obiektów wielkokubaturowych wskaźnik ten jest jeszcze większy);
- odzysk ciepła z wywiewanego powietrza wentylacyjnego na cele przygotowania powietrza dołotowego jest wykorzystaniem wewnątrzprocesowym z jego wszystkimi zaletami;
- w obiektach wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (obiekty usługowe o znaczeniu miejskim i regionalnym) układ taki pozwala na odzyskiwanie chłodu w okresie letnim, zmniejszając zapotrzebowanie energii do napędu klimatyzatorów.

W związku z tym, proponuje się w 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, które je wytwarzają.

W chwili obecnej na terenie Gminy Kędzierzyn-Koźle zinwentaryzowano następujące przedsiębiorstwa prowadzące odzysk energii z:

- procesów technologicznych:
 - ◆ Fabryka Aparatury i Urządzeń FAMET S.A. z Kędzierzyna-Koźła, ul. Szkolna 15 A (hala fabryczna) - piec do wyżarzania o mocy 1200 kW - rekuperacja powietrza do spalania gazu;
 - ◆ Jokey Plastik Blachownia Sp. z o.o. z Kędzierzyna-Koźła, ul. Szkolnej 15 - odzysk energii cieplnej (układ zamknięty);

- ◆ KOMET - URPOL Sp. z o.o. z Kędzierzyna-Koźła, ul. Przyjaźni 47B (budynek administracji i hala produkcyjna) - odbiór ciepła z układu chłodzenia, wielkość odzysku energii 380 kW, wykorzystanie przy wspomaganie układu grzewczego;
 - ◆ PCC Synteza S.A. z Kędzierzyna-Koźła, ul. Szkolna 15 - odzysk energii z kondensatu parowego wykorzystywany do ogrzewania pomieszczeń i podgrzewania wody użytkowej oraz odzysk energii z produkcji sprężonego powietrza wykorzystywany do ogrzewania hal produkcyjnych;
- wentylacji:
- ◆ Fabryka Aparatury i Urządzeń FAMET S.A. z Kędzierzyna-Koźła, ul. Szkolna 15 A (hala fabryczna) - planowany w przyszłości odzysk energii z wentylacji hali (6000 m³);
 - ◆ KOMET - URPOL Sp. z o.o. z Kędzierzyna-Koźła, ul. Przyjaźni 47B (budynek administracji i hala produkcyjna) - rekuperacja, wielkość odzysku energii 50 kW, wykorzystanie przy wspomaganie zasilania nagrzewnic;
 - ◆ KONIG METALL Polska Sp. z o.o. z Kędzierzyna-Koźła, ul. Portowa 1 (pomieszczenia biurowe, socjalne, hala produkcyjna i logistyczna, magazyn) - rekuperacja, powietrze odprowadzane na zewnątrz ogrzewa dodatkowo powietrze włączane do wewnątrz.

9.3. Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla gminy

Pełna frakcja odpadów komunalnych jest niewątpliwie znaczącym potencjalnym źródłem energii dla gminy. Pomimo uwzględnienia aktualnie obowiązujących tendencji i hierarchii w gospodarce odpadami (najpierw zapobieganie, potem odzysk i recyrkulacja, następnie unieszkodliwianie i na końcu składowanie) i tak znacząca ilość odpadów pozostaje kierowana do składowania. Składowanie jest najgorszym sposobem unieszkodliwiania odpadów i należy je traktować jako ostateczność, co ma odzwierciedlenie w polskich regulacjach prawnych i podejmowanych działaniach tj.:

- systematycznie podnoszone opłaty za składowanie odpadów komunalnych,
 - konieczność ograniczenia ilości składowanych odpadów biodegradowalnych,
 - wprowadzenie całkowitego zakazu składowania nieprzetworzonych odpadów komunalnych.
- Powyższe stanowi istotne zagadnienie w kontekście przeniesienia odpowiedzialności ustawowej za odpady komunalne na gminę.

Alternatywnym do składowania sposobem zagospodarowania odpadów, po wcześniejszym wykorzystaniu wszystkich innych sposobów odzysku, jest ich termiczne przetworzenie. Zastosowanie konkretnych rozwiązań technicznych w zakresie termicznego przekształcania odpadów, wymaga przemyślanego doboru technologii, optymalnej z punktu widzenia składu odpadów kierowanych do przetwarzania. Każdy rodzaj instalacji ma ograniczenia, które nie pozwalają na przerób określonego rodzaju odpadów. Dlatego też, kluczową kwestią jest zaprojektowanie prawidłowego systemu zasilania zakładu przetwórczego, dobór właściwej wielkości zdolności przetwórczych i wydajności cieplnej urządzeń paleniskowych z uwzględnieniem lokalnie dopuszczalnych limitów emisji zanieczyszczeń, a wreszcie zastosowanie właściwych technologii oczyszczania gazów spalinowych. Niezmiernie ważne jest korzystanie z doświadczeń eksploatacyjnych zebranych z już funkcjonujących instalacji działających w kilkunastu krajach europejskich.

Spalanie nie jest jedyną technologią umożliwiającą odzysk energii chemicznej zawartej w strumieniu odpadów. Wśród innych, konkurencyjnych technologii odzysku energii z odpadów można wymienić:

- przeróbkę mechaniczno-termiczną,
- fermentację beztlenową,

→ zgazowanie w łuku plazmowym.

Utylizacja odpadów komunalnych poprzez termiczne ich przetwarzanie w ciepło i energię elektryczną, jest niezawodnie opłacalna z ekologicznego punktu widzenia. Natomiast efekty ekonomiczne uzależnione są od relacji cenowych ciepła, energii elektrycznej, dopłat do pozyskiwanych odpadów oraz stabilności mechanizmów wsparcia, tj. sprzedaży świadectw pochodzenia energii z produkcji skojarzonej (czerwonych certyfikatów) oraz świadectw ze spalania odpadów uznanych za biomasę (zielonych certyfikatów).

To ostatnie regulowane jest w sposób szczegółowy w rozporządzeniu w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku 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. 2008, Nr 156, poz.969 z późn. zm.). W rozporządzeniu tym wskazano szczegółowe warunki uznania energii jako pochodzącej z odnawialnych źródeł energii:

§ 4.1. Do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się, niezależnie od mocy tego źródła:

1. Energię elektryczną lub ciepło pochodzące w szczególności:

- a) z elektrowni wodnych oraz elektrowni wiatrowych,*
- b) ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu,*
- c) ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych oraz kolektorów do produkcji ciepła,*
- d) ze źródeł geotermalnych.*

2. Część energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 44 ust 8 i 9 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001r. o odpadach.

Natomiast w rozporządzeniu Ministra Środowiska w sprawie szczegółowych warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych (Dz. U. 2010, Nr 117, poz.788) podano zasady kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych, jako energii z OZE. W § 3 tego rozporządzenia zdefiniowano rodzaje frakcji odpadów uznane za biodegradowalne:

- frakcja podsitowa o granulacji 0÷20 mm,
- odpady kuchenne pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, ogrodowe oraz z terenów zieleni,
- drewno,
- papier i tekturę,
- tekstylia z włókien naturalnych,
- odpady wielomateriałowe, w tym odpady z utrzymania higieny,
- skórę.

W § 4.1 określono następujące warunki uznania części produkowanej energii jako wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (warunki muszą wystąpić łącznie):

- w mieszaninie spalanych odpadów znajduje się co najmniej jedna frakcja biodegradowalna,
- odpady pochodzą z obszarów, gdzie równolegle prowadzona jest selektywna zbiórka odpadów,
- frakcja podsitowa stanowi część zmieszanych odpadów komunalnych, które ulegają rozkładowi tlenowemu lub beztlenowemu przy udziale mikroorganizmów,
- wartość ryczałtowa udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych osiąga poziom co najmniej 42%,
- prowadzone są badania udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnej przez akredytowane (certyfikowane) laboratorium.

Spełnienie powyższych warunków pozwala kwalifikować 42% wytwarzanej energii cieplnej i elektrycznej, jako wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

W Polsce podjęta jest realizacja następujących instalacji do termicznego przekształcania odpadów (projekty o największym stopniu zaawansowania):

- Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów w Poznaniu, realizowana w ramach projektu pn.: „System gospodarki odpadami dla Miasta Poznania”. Docelowa wydajność instalacji wynosi: 240 tys. Mg odpadów rocznie. Projekt uzyskał dotację z UE z Funduszu Spójności, działanie Infrastruktura i Środowisko. Cała inwestycja ma być zakończona w 2015 roku;
- Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Białymstoku, w ramach którego zostanie wybudowany m.in. zakład termicznego unieszkodliwiania odpadów komunalnych o wydajności 120 tys. Mg/rok. Budowa ZUOK w Białymstoku stanowi jeden z elementów składowych projektu pn.: „Zintegrowany system gospodarki odpadami w aglomeracji białostockiej”. Projekt stara się o przyznanie środków finansowych z Unii Europejskiej;
- Spalarnia odpadów w Bydgoszczy na terenie Bydgoskiego Parku Przemysłowo-Technologicznego, która realizowana jest w ramach projektu pn.: „Budowa Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych dla Bydgosko-Toruńskiego Obszaru Metropolitalnego”. Spalarnia rocznie utylizować będzie około 180 tys. Mg odpadów. Instalacja produkować będzie również energię elektryczną na potrzeby inwestorów BPP oraz energię ciepłą na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego. Projekt uzyskał dofinansowanie UE. Planowana moc zainstalowana ZTPOK wg Studium Wykonalności wynosi ok. 33 MWt i ok. 9 MWe. Przewidywana wielkość produkowanej w ZTPOK energii będzie wynosiła ok. 946 TJ energii cieplnej i ok. 72 GWh energii elektrycznej, z czego część wykorzystywana będzie na potrzeby własne spalarni. Planowane potrzeby własne kształtują się na poziomie: 166 TJ energii cieplnej i 18 GWh energii elektrycznej. Realnie ilość przekazywanej do systemów energetycznych energii (cieplnej i elektrycznej) oszacować można, jako 65% energii chemicznej wsadu;]
- Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów w Krakowie, realizowany w ramach projektu pn.: „Program Gospodarki Komunalnej w Krakowie”. Wydajność instalacji wynosi: 220 tys. Mg odpadów rocznie. Realizacja planowana jest na lata 2014 / 2015. Projekt uzyskał dofinansowanie ze środków UE.

Należy pamiętać, że energia możliwa teoretycznie do pozyskania z jednego kilograma odpadów zależy od ich wartości opałowej, która z kolei uzależniona jest od zawartości składników palnych oraz wilgoci.

Innym sposobem zagospodarowania odpadów komunalnych jest produkcja paliwa alternatywnego (RDF). W zakresie produkcji RDF w Polsce otwarto w czerwcu 2011r. nowoczesny Zakład Produkcji Paliwa Alternatywnego w Dąbrowie Górniczej. Zakład przyjmować będzie ok. 140 tys. Mg odpadów komunalnych rocznie i produkować ok. 40 tys. Mg paliwa alternatywnego, które następnie wykorzystywane będzie w cementowniach. Zakłady o podobnej wydajności funkcjonują już w Warszawie i Opolu.

Należy zwrócić uwagę, że produkcja energii na bazie paliwa z odpadów może przynieść szansę na:

- absorpcję środków zewnętrznych na realizację zadań w ramach przedsięwzięcia;
- dywersyfikację układu paliwowego zasilania gminy;
- ograniczenie zużycia paliw kopalnych;
- wzrost udziału nośników energii wytwarzanych lokalnie;
- minimalizację ilości składowanych odpadów.

Wykorzystanie paliwa z odpadów (jak również biomasy: osad wtórny, biogaz) w instalacjach energetycznych, regulowane jest przez kilka dyrektyw unijnych, m.in.:



- Dyrektywę 2008/98/WE w sprawie odpadów;
- Dyrektywę 2000/76/WE w sprawie spalania odpadów;
- Dyrektywę o handlu emisjami 2003/87/WE zmienioną dyrektywą 2009/29/WE;
- Dyrektywę 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych;
- Dyrektywę 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola);
- Dyrektywę 2001/81/WE w sprawie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza.

Poniżej opisano możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii dla Kędzierzyna-Koźła.

Na terenie Kędzierzyna-Koźła funkcjonuje obecnie jedno czynne składowisko odpadów komunalnych (składowisko odpadów innych niż obojętne i niebezpieczne). Eksploatacja składowiska rozpoczęła się w lipcu 1997 roku. Zarządcą obiektu jest Miejskie Składowisko Odpadów w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Naftowej (osiedle Sławięcice), zakład budżetowy gminy Kędzierzyn-Koźle. Od centrum Kędzierzyna-Koźła oddalone jest o około 4 km. Otoczone jest z obu stron lasem. Teren zajmowany przez składowisko stanowi nieużytek. Teren jest ogrodzony i dozorowany. Cykl składowania odpadów prowadzony jest dwustopniowo, pierwszy stopień polega na składowaniu podpoziomym, a drugi polega na składowaniu nadpoziomym odpadów na całej powierzchni ograniczonej dwiema groblami o wysokości 5 m każda, oddzielonych półką o szerokości 3,0 m.

Sposób postępowania z odciekami: wybudowano rurociąg odcieków do oczyszczalni ścieków PCC Energetyka „Blachownia” Sp. z o.o.

Do 30 kwietnia 2007 roku odpady komunalne deponowane były również na Składowisku odpadów remontowych i komunalnych Zakładów Azotowych Kędzierzyn S.A. przy ul. Mostowej.

PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. dysponuje specjalistyczną instalacją do spalania odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne, w tym również odpadów medycznych i weterynaryjnych. Działalność w zakresie unieszkodliwiania odpadów opiera się na:

- Decyzji zezwalającej na unieszkodliwianie odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne nr DOŚ.IV-MK-7638-2-3/08 z dnia 19 sierpnia 2008 roku wydanej przez Urząd Marszałkowski Województwa Opolskiego,
- Decyzji nr DOŚ.IV-MK-7638-2-7/08 z dnia 17 września 2008 roku wydanej przez Urząd Marszałkowski Województwa Opolskiego zmieniającej Decyzję nr DOŚ.IV-MK-7638-2-3/08 z dnia 19 czerwca 2008 roku.

W 2010 roku dopuszczono do termicznego przekształcenia 2 450 Mg odpadów (źródło: WIOŚ). Uzyskiwane w tej instalacji ciepło w postaci pary wykorzystywane jest na potrzeby własne zakładu (dostarczane jest do zakładowej sieci 0,6 MPa).

Ceny za unieszkodliwianie odpadów uzależnione są m.in.: od rodzaju odpadów, ich składu chemicznego, sposobu przygotowania odpadów, ilości oraz ewentualnego w kalkulowania kosztów transportu w cenę usługi.

Firma oferuje również usługę w zakresie unieszkodliwiania produktów leczniczych i prekursorów grupy IR z zachowaniem zaleceń zawartych w Rozporządzeniu Ministra Zdrowia z dnia 20 grudnia 2002 roku (Dz. U. 2001, Nr 21, poz. 181).

Na terenie Miasta Kędzierzyn-Koźle powstają osady ściekowe w 3 eksploatowanych oczyszczalniach ścieków, a mianowicie w:

- Miejskiej oczyszczalni ścieków komunalnych zlokalizowanej przy ul. Gliwickiej (os. Pogorzelec), zarządzanej przez Miejskie Wodociągi i Kanalizację w Kędzierzynie Koźlu Sp. z o.o. Oczyszczalnia odbiera ścieki z większości osiedli Miasta Kędzierzyna-Koźła oraz częściowo z gmin:

Bierawa, Reńska Wieś i Cisek. Osady wytworzone w procesie biologicznego oczyszczania ścieków komunalnych, po uprzednim odwodnieniu oraz stabilizacji termicznej i chemicznej przekazywane są uprawnionym odbiorcom w celu wykorzystania ich na cele nieprzemysłowe - głównie do rekultywacji terenów. Osady są poddawane odpowiednim badaniom z częstotliwością raz na cztery miesiące. Wyniki badań osadów w zakresie sanitarnym i fizyko-chemicznym oraz na zawartość metali ciężkich kwalifikują je do rolniczego wykorzystania. Na terenie oczyszczalni, w ramach projektu realizowanego z Funduszu Spójności, wykonano modernizację budynku krat, wybudowano nowy osadnik wtórny i komorę fermentacyjną oraz suszarnię wytwarzanego osadu, dzięki której możliwe jest kilkukrotne zmniejszenie ilości osadów usuwanych z terenu oczyszczalni ścieków. Wysuszony osad przewiduje się wykorzystać energetycznie poprzez spalanie w najbliższej cementowni, rolniczo lub przyrodniczo. Każdorazowo o wyborze wariantu zdecydować będą wyniki badań jakości osadów oraz względy ekonomiczne. W wyniku beztlenowej fermentacji na terenie oczyszczalni produkowany jest biogaz. Roczna produkcja biogazu kształtuje się na poziomie około 230 tys. m³. Natomiast roczna produkcja energii cieplnej wynosi około 1,02 GWh/rok.

- Zakładowej mechaniczno-biologicznej oczyszczalni ścieków, pracującej w obiegu zamkniętym, należącej do PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Szkolnej 14. W obiegu oczyszczalni oczyszcza się w: 70% ścieki przemysłowe zanieczyszczone głównie węglowodorami aromatycznymi, w 5% wody opadowe oraz 25% ścieki komunalne pochodzące z osiedli Blachownia oraz Sławięcice w Kędzierzynie-Koźlu. Osady składowane są na hałdzie, będącej jednocześnie zbiornikiem sedymentacyjnym zamkniętego układu oczyszczalni ścieków. Woda uzyskana z oczyszczalni w całości zawracana jest do obiegu;
- Centralnej mechaniczno-biologicznej oczyszczalni ścieków zlokalizowanej na terenie Zakładów Azotowych „Kędzierzyn” S.A. przy ul. Mostowej, oczyszczającej głównie ścieki przemysłowe oraz nieznaczną część ścieków komunalnych pochodzących z miejscowości Grabówka i Korzonek (gmina Bierawa) oraz osiedla Azoty. Osady składowane są na własnym składowisku spółki. Składowisko podziemne powstało po wydzieleniu się z części stawu osadowego. Na terenach tych wcześniej składowano popioły, co spowodowało samouszczelnienie się czaszy składowiska. Wody nadosadowe ze składowiska są zawracane układem pompowym do obiektów CMBOŚ.

9.4. Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gminie

Zgodnie z definicją określoną w art. 3 pkt 20 ustawy Prawo energetyczne 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.

Dotychczas energetyka polska opierała się głównie na paliwach kopalnych, jednak przyjęty kierunek polityki europejskiej wskazuje na konieczność odejścia od tego typu wytwarzania energii. Wdrożone na mocy postanowień przepisów ustawy Prawo energetyczne mechanizmy ekonomiczno-prawne, związane z procedurą uzyskiwania i przedstawiania do umorzenia świadectw pocho-

dzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, względnie uiszczenia opłaty zastępczej, stanowią podwaliny obserwowanego rozwoju tych technologii wytwarzania energii.

Obecnie na całym świecie obserwuje się wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Wpływa na to wiele czynników, w tym m.in.:

- zanieczyszczenie atmosfery;
- wzrost zapotrzebowania na energię;
- wzrost cen nośników energii;
- coraz szybszy rozwój technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii;
- rozwój świadomości społecznej i propagowanie zasad zrównoważonego rozwoju;
- lobbing producentów urządzeń.

Aktualna polityka Unii Europejskiej zakłada duże wsparcie dla rozwoju odnawialnych źródeł energii. Ustalony na szczycie UE na początku 2007r. plan strategiczny zakładał jako cel polityki energetycznej Unii wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w 2020r. do poziomu 20%. Związane z tym możliwości pozyskania środków pomocowych na inwestycje tego typu (Program Operacyjny „Infrastruktura i Środowisko” - oś priorytetowa 9 i 10) potwierdzały konieczność większego nasilenia działań w tym kierunku.

Do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł zalicza się energię:

- z elektrowni wodnych;
- z elektrowni wiatrowych;
- ze źródeł wytwarzających energię z biomasy;
- ze źródeł wytwarzających energię z biogazu;
- ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych;
- ze słonecznych kolektorów do produkcji ciepła;
- ze źródeł geotermalnych.

Obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną, energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł (tzw. system zielonych certyfikatów), reguluje rozporządzenie 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.

Paragraf 3 przedmiotowego aktu mówi, m.in. że ilość wytworzonej energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii przez przedsiębiorstwo energetyczne powinno wynieść nie mniej niż:

- 10,4% - w 2012r.
- 10,9% - w 2013r.
- 11,4% - w 2014r.
- 11,9% - w 2015r.
- 12,4% - w 2016r.
- 12,9% - w 2017r.

Rozwój projektów związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii napotyka na problemy finansowe związane z wysokimi nakładami inwestycyjnymi na technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii, przy stosunkowo niskich nakładach eksploatacyjnych. Taki układ kosztów przy obecnym poziomie cen paliw kopalnych jest przyczyną długich okresów zwrotów poniesionych nakładów.

9.5. Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze gminy

Przyjęty przez Unię pakiet klimatyczno-energetyczny „3x20”, stawia znaczne wymagania w stosunku do administracji rządowej krajów członkowskich, w zakresie uzyskania rozwiązań korzystnych i możliwych do wdrożenia, szczególnie w dziedzinie pozyskania energii ze źródeł odnawialnych. Istotną kwestią jest określenie realnego potencjału odnawialnych źródeł energii oraz wskazanie w jakich rodzajach OZE dany region kraju będzie mógł realizować zakładane dla naszego Państwa cele.

Biomasa

Według definicji Unii Europejskiej biomasa oznacza podatne na rozkład biologiczny frakcje produktów, odpady i pozostałości przemysłu rolnego (łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi), leśnictwa i związanych z nim gałęzi gospodarki, jak również podatne na rozkład biologiczny frakcje odpadów przemysłowych i miejskich (Dyrektywa 2001/77/WE).

Definicja „biomasy” została określona w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki 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. 2008, Nr 156, poz. 969):

§ 2. (...)

1) *biomasa - stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, oraz ziarna zbóż niespełniające wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym określonych w art. 4 rozporządzenia Komisji (WE) nr 687/2008 z dnia 18 lipca 2008r. ustanawiającego procedury przejęcia zbóż przez agencje płatnicze lub agencje interwencyjne oraz metody analizy do oznaczania jakości zbóż (Dz. Urz. UE L 192 z 19.07.2008, str. 20) i ziarna zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu;*

(...)

Biomasa jest wynikiem reakcji fotosyntezy, która przebiega pod wpływem promieniowania słonecznego. Produktem ubocznym przetwarzania energii chemicznej zawartej w biomacie na ciepło jest powstawanie dwutlenku węgla. Jednak jest to dwutlenek węgla przyjazny dla środowiska naturalnego, gdyż przez proces fotosyntezy krąży on w przyrodzie, podobnie jak woda, w obiegu zamkniętym.

Istnieją trzy podstawowe czynniki, które decydują o wykorzystaniu roślin uprawnych lub drzew do celów energetycznych. Są to:

- stosunek energii zawartej w biomacie do energii potrzebnej na jej uprawę i zbiory;
- zdolność gromadzenia energii słonecznej w postaci biomasy;
- rodzaj biomasy ze względu na sprawność przetwarzania na paliwa ciekłe i gazowe, która zależy m.in. od tego, czy materię organiczną rośliny tworzy celuloza czy cukry.

Biomasa ze względu na swoje parametry energetyczne 14/1/0,01 (wartość opałowa w MJ/kg / procentowa zawartość popiołu / procentowa zawartość siarki) jest coraz szerzej używana do uszlachetniania węgla poprzez zastosowanie technologii współspalania węgla i biomasy (co-firing). Pro-

ces ten jest coraz bardziej popularny na świecie ze względu na wprowadzanie w wielu krajach (głównie wysokorozwiniętych) ostrzejszych norm na emisję gazów odlotowych ze źródeł ciepła, a zwłaszcza wobec emisji związków siarki. Jedną z możliwości jest mieszanie węgla z granulatem z biomasy, co znacznie obniża stężenie siarki zarówno w paliwie, jak i w spalinach i może powodować zmianę kierunku inwestowania, tj. - nie w kosztowne urządzenia do desulfuryzacji spalin, a w granulację biomasy.

Najważniejszymi argumentami za energetycznym wykorzystaniem biomasy są:

- ograniczenie emisji CO₂ z paliw kopalnych;
- wysokie koszty odsiarczania spalin z paliw kopalnych;
- aktywizacja ekonomiczna, przemysłowa i handlowa lokalnych społeczności;
- decentralizacja produkcji energii i tym samym wyższe bezpieczeństwo energetyczne przez poszerzenie producentów energii.

Natomiast do potencjalnych wad energetycznego stosowania biomasy należą:

- ryzyko zmniejszenia bioróżnorodności, w przypadku wprowadzenia monokultury roślin o przydatności energetycznej;
- spalanie biopaliw, powoduje powstawanie NO_x, a koszty ich usuwania w małych źródłach są wyższe niż w przypadku dużych profesjonalnych zakładów;
- podczas spalania biomasy, zwłaszcza zanieczyszczonej pestycydami, odpadami tworzyw sztucznych lub związkami chloropochodnymi, wydzielają się dioksyny i furany o toksycznym i rakotwórczym oddziaływaniu;
- popiół z niektórych biopaliw w temperaturze spalania topi się, zaślepia ruszt i musi być mechanicznie rozbijany.

Do celów energetycznych najczęściej stosowane są następujące postacie biomasy:

- drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym oraz odpadowe opakowania drewniane;
- słoma zbożowa, z roślin oleistych lub roślin strączkowych oraz siano;
- odpady organiczne - gnojownica, osady ściekowe w przemyśle celulozowo-papierniczym, makulatura, odpady organiczne z cukrowni, roszarni lnu, gorzelni, browarów;
- uprawy energetyczne - rośliny hodowane w celach energetycznych.

Ciekawym źródłem biomasy mogą być tereny zielone, parki, ogródki działkowe, sady, zieleńce osiedlowe, tereny zieleni ulicznej i izolacyjnej, a nawet cmentarze. Są to zasoby najmniej rozpoznane, rozproszone i nie ewidencjonowane, a stanowiące pewien potencjał energetyczny. Najczęściej odpady te są na miejscu składowane, spalane w pryzmach lub przewożone na wysypisko. W znacznej mierze zasoby te nie są należycie wykorzystane.

Poniżej przedstawiono potencjalne możliwości pozyskania na obszarze gminy energii cieplnej z poszczególnych rodzajów biomasy.

Słoma

Celem oszacowania potencjalnych zasobów słomy na obszarze gminy, przyjęto następujące założenia:

- 2518 ha - powierzchnia gruntów ornych na obszarze gminy (dane wg GUS BDL z 2005r.) - przyjęto, że 50% tej powierzchni jest wykorzystywana na zasiew zbóż,
- 1,5 Mg/ha - przeciętny uzysk słomy,
- 10% - udział słomy przeznaczonej do energetycznego wykorzystania,
- 14 MJ/kg - wartość opałowa słomy,
- 1600 h - praca kotła w ciągu roku z wykorzystaniem mocy szczytowej,

- 80% - średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej słomy na energię cieplną.
Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki:
- 1888,5 Mg/rok - łączne zasoby słomy w gminie,
 - 188,85 Mg/rok - możliwa ilość słomy przeznaczona do produkcji energii cieplnej
 - 2,12 TJ/rok - potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
 - 0,37 MW - potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Z szacunkowych obliczeń wynika, że potencjał energetyczny słomy na terenie gminy jest niewielki. Budowa ewentualnych źródeł ciepła na ten nośnik powinna oprzeć się raczej na imporcie tego surowca energetycznego z terenów przyległych.

Plantacje energetyczne

W grupie energetycznych upraw biomasy drzewnej wykorzystuje się szybko wzrastające krzewy z rotacją 3÷4 letnich cykli wycięcia, gęsto sadzonych, z odpowiednim nawadnianiem i nawożeniem gleby.

W celu oszacowania potencjalnych zasobów energii z tego typu plantacji na obszarze gminy przyjęto następujące założenia:

- 20 ha - powierzchnia przeznaczona pod plantacje w gminie (nieużytki oraz np. tereny pasa ochronnego składowiska odpadów lub innych instalacji),
- 10 Mg/ha - przeciętny roczny przyrost suchej masy,
- 3 lata - cykl zbioru z danego terenu,
- 14 MJ/kg - wartość opałowa,
- 1600 h/a - praca kotła w ciągu roku z wykorzystaniem mocy szczytowej,
- 80% - średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej na energię cieplną.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki :

- 200 Mg/rok - łączne zasoby w mieście,
- 2,24 TJ/a - potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
- 0,39 MW - potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Plantacja drzewna nie ma dużych wymagań glebowych i może być interesującym sposobem zagospodarowania nadmiarów małych terenów rolnych lub terenów przeznaczonych do rekultywacji.

Tereny zielone

Interesującym kierunkiem mogłoby być zagospodarowanie energetyczne biomasy pochodzącej z wycinki zieleni. Szacuje się przy następujących założeniach:

- 15 ha - łączna powierzchnia zieleni urządzonej w gminie, z której potencjalnie mogłaby być pozyskiwana biomasa,
 - 2 Mg/ha - przeciętny przyrost suchej masy
 - 8 MJ/kg - wartość opałowa,
 - 1600 h/a - praca kotła w ciągu roku z wykorzystaniem mocy szczytowej,
 - 80% - średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej na energię cieplną,
- że potencjał energetyczny tego rodzaju biomasy w gminie wynosi:

- 30 Mg/rok - łączne zasoby w mieście,
- 0,19 TJ/rok - potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
- 0,03 MW - potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Z powyższych szacunkowych obliczeń wynika, że potencjał energetyczny gminy w zakresie wykorzystania biomasy jest niewielki i wynosi łącznie:

- 4,55 TJ/rok - potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,

→ 0,79 MW - potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Na chwilę obecną brak jest informacji na temat występowania na obszarze Kędzierzyna-Koźła instalacji biomasowych.

Biogaz

Zgodnie z przepisami obowiązującymi w Unii Europejskiej składowanie odpadów organicznych może odbywać się jedynie w sposób zabezpieczający przed niekontrolowanymi emisjami metanu. Gaz wysypiskowy musi być spalany w pochodni lub w instalacjach energetycznych, a odchody zwierzęce fermentowane.

Definicja „biogazu” została określona w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki 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. 2008, Nr 156, poz. 969 ze zm.):

§ 2. (...)

3) *biogaz - gaz pozyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;*

(...)

Zarówno gospodarstwa hodowlane, jak i oczyszczalnie ścieków, produkują duże ilości wysoko zanieczyszczonych odpadów. Tradycyjnie odpady te używane są jako nawóz oraz składowane na wysypiskach. Obydwie metody mogą powodować problemy ekologiczne związane z zanieczyszczeniem rzek i wód podziemnych, emisje odorów oraz inne problemy zagrożenia zdrowia. Jedną z ekologicznie dopuszczalnych form utylizacji tych odpadów jest fermentacja beztlenowa.

Głównymi surowcami podlegającymi fermentacji beztlenowej są:

- odchody zwierzęce;
- osady z oczyszczalni ścieków;
- odpady organiczne.

Biogaz może być wykorzystywany na wiele różnych sposobów:

- jako paliwo do pojazdów lub w procesach technologicznych,
- może być spalany w specjalnie przystosowanych kotłach, zastępując gaz ziemny, a uzyskane ciepło może być przekazywane do instalacji centralnego ogrzewania,
- w układach skojarzonych do produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Zalety wynikające ze stosowania instalacji biogazowych są:

- produkowanie „zielonej energii”,
- ograniczanie emisji gazów cieplarnianych poprzez wykorzystanie metanu,
- obniżanie kosztów składowania odpadów,
- zapobieganie zanieczyszczeniu gleb oraz wód gruntowych, zbiorników powierzchniowych i rzek,
- uzyskiwanie wydajnego i łatwo przyswajalnego przez rośliny nawozu naturalnego,
- eliminacja odorów.

Na terenie Miasta Kędzierzyn-Koźle obecnie funkcjonują:

- miejska oczyszczalnia ścieków komunalnych, administrowana przez Miejskie Wodociągi i Kanalizację w Kędzierzynie-Koźlu Sp. z o.o., na której w wyniku beztlenowej fermentacji produkowa-

ny jest biogaz. Roczna produkcja biogazu kształtuje się na poziomie około 230 tys. m³. Natomiast roczna produkcja energii cieplnej wynosi około 1,02 GWh/rok;

→ zakładowe mechaniczno-biologiczne oczyszczalnie ścieków, należące do PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o. w Kędzierzynie-Koźlu oraz Zakładów Azotowych „Kędzierzyn” S.A. W chwili obecnej na ww. oczyszczalniach nie ma instalacji do pozyskiwania biogazu.

Na terenie Kędzierzyna-Koźla funkcjonuje również składowisko odpadów komunalnych, administrowane przez Miejskie Składowisko Odpadów w Kędzierzynie-Koźlu zlokalizowane przy ul. Nafutowej (osiedle Sławięcice).

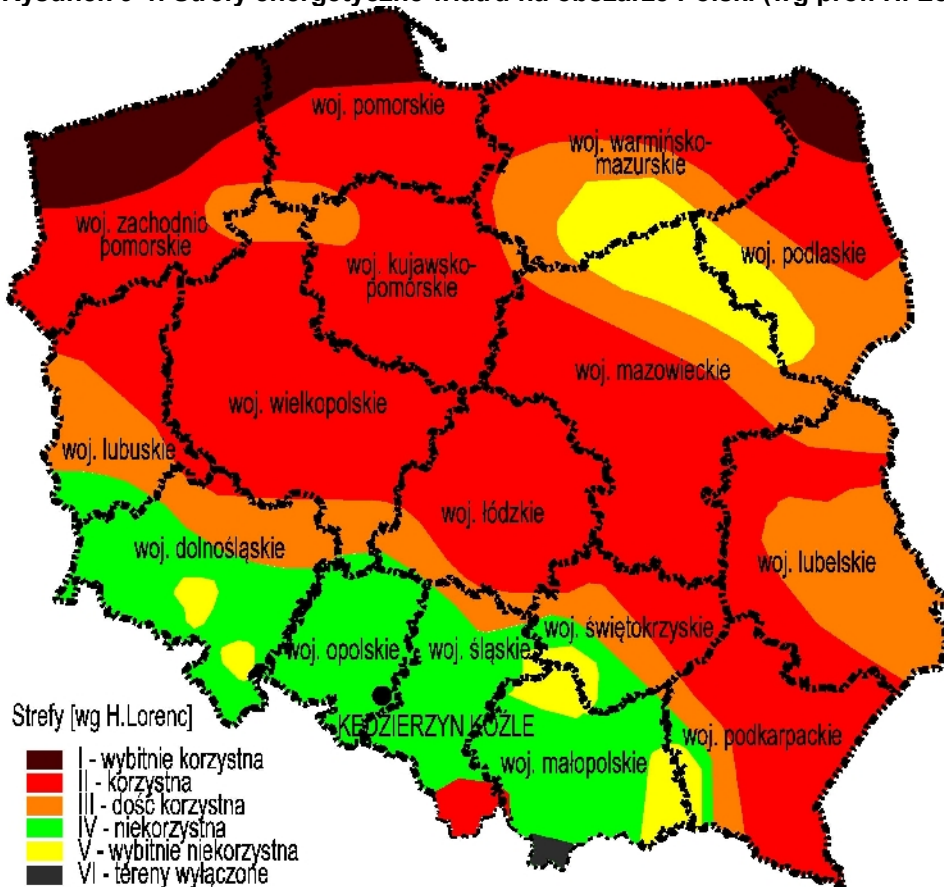
Składowisko jest źródłem biogazu, który oprócz swych niewątpliwych walorów energetycznych stanowi olbrzymie zagrożenie dla środowiska naturalnego. Dlatego też, odzysk gazu wysypiskowego ważny jest nie tylko ze względu na uzyskanie dodatkowych ilości paliwa, ale również ze względu na bezpieczną eksploatację samego składowiska oraz ochronę środowiska naturalnego. W chwili obecnej na terenie składowiska nie ma instalacji do pozyskiwania biogazu.

Energia wiatru

Wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej wymaga spełnienia szeregu odpowiednich warunków. Najważniejszym jest stałe występowanie wiatru o określonej prędkości. Elektrownie wiatrowe pracują 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 opolskiego można opisać na podstawie mapy opracowanej dla całego terytorium kraju przez prof. Halinę Lorenc (rysunek poniżej).

Rysunek 9-1. Strefy energetyczne wiatru na obszarze Polski (wg prof. H. Lorenc)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Halina Lorenc, IMGW, 2001r.

Z powyższego rysunku wynika, że zarówno Miasto Kędzierzyn-Koźle, jak i województwo opolskie, znajduje się w IV strefie energetycznej wiatru, tj. w warunkach niekorzystnych, 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.

Mając na uwadze powyższe można stwierdzić, że zarówno województwo opolskie, jak i Miasto Kędzierzyn-Koźle generalnie nie posiada dobrych warunków do instalowania siłowni wiatrowych.

Na podstawie zebranych informacji firma Energia Franz z Kędzierzyna-Koźla uruchomiła w gminie Pawłowiczki pierwsze 3 turbiny wiatrowe o mocy 150 kW_e każda i dostarczające rocznie około 0,9 GWh energii elektrycznej. Energia Franz nie zamierza poprzestać tylko na jednym projekcie. Wciąż poszukuje nowych, optymalnych lokalizacji dla realizacji podobnych inwestycji.

Energetyka wodna

„Mała energetyka wodna - MEW” obejmuje pozyskanie energii z cieków wodnych. Podstawowymi parametrami dla doboru obiektu są spad 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.

Na terenie województwa opolskiego występuje aktualnie 30 pracujących elektrowni wodnych. Największe obiekty wybudowano na rzece Odrze i Nysie Kłodzkiej. Są to elektrownie zarządzane

przez RZGW Wrocław. Pracujące turbozespoły MEW są to w zdecydowanej większości jednostki o mocy < 1,0 MW, choć w 8 elektrowniach pracują zespoły o mocy $N = 1,4 \div 2,0$ MW. Całkowita moc zainstalowanych pracujących turbozespołów wynosi około 25,5 MW, a ilość energii pozyskanej, w skali roku, z przepływających wód oszacowano na poziomie około 107 GWh/rok.

Według opracowania pn. „Plan Rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii w Województwie Opolskim” przyjętego Uchwałą Zarządu Województwa Opolskiego Nr 4640/2010 z dnia 9 marca 2010 roku na terenie Kędzierzyna-Koźła pracuje jedna MEW o mocy zainstalowanej 0,07 MW i produkująca około 0,32 GWh energii. Ponadto na terenie powiatu kędzierzyńsko-kozielskiego planowane jest wybudowanie 3 elektrowni wodnych.

Energetyka geotermalna

Źródłem energii geotermalnej jest wewnątrz Ziemi o temperaturze ok. 5,4 tys. K, generujące przepływ ciepła w kierunku powierzchni. W celu wydobywania wód geotermalnych na powierzchnię wykonuje się odwierty do głębokości zalegania tych wód. W pewnej odległości od otworu czerpalnego wykonuje się drugi otwór, którym wodę geotermalną, po odebraniu od niej ciepła, włącza się z powrotem do złoża. Wody geotermalne są z reguły mocno zasolone, co powoduje utrudnione warunki pracy wymienników ciepła i innych elementów armatury instalacji geotermalnych.

Wody głębinowe mają różny poziom temperatur. Z uwagi na zróżnicowany poziom energetyczny płynów geotermalnych (w porównaniu do klasycznych kotłowni) można je wykorzystywać:

- do ciepłownictwa (m.in.: ogrzewanie niskotemperaturowe i wentylacja pomieszczeń, przygotowanie c.w.u.),
- do celów rolniczo-hodowlanych (m.in.: ogrzewanie upraw pod osłonami, suszenie płodów rolnych, ogrzewanie pomieszczeń inwentarskich, przygotowanie ciepłej wody technologicznej, hodowla ryb w wodzie o podwyższonej temperaturze),
- w rekreacji (m.in.: podgrzewanie wody w basenie),
- przy wyższych temperaturach do produkcji energii elektrycznej.

Należy zaznaczyć, że eksploatacja energii geotermalnej powoduje również problemy ekologiczne, z których najważniejszy polega na kłopotach związanych z emisją szkodliwych gazów uwalnianych się z płynu. Dotyczy to przede wszystkim siarkowodoru (H_2S), który powinien być pochłonięty w odpowiednich instalacjach, podrażających koszt produkcji energii. Inne potencjalne zagrożenia dla zdrowia powoduje radon (produkt rozpadu radioaktywnego uranu) wydobywający się wraz z parą ze studni geotermalnej.

Wody termalne, zgodnie z zapisami ustawy Prawo geologiczne i górnicze, zaliczane są do kopalin tzw. pospolitych. Złóża kopalin nie stanowiące części składowych nieruchomości gruntowej są własnością Skarbu Państwa. Korzystanie ze złóż odbywa się poprzez ustanowienie użytkownika 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.

Na rysunku poniżej przedstawiony został rozkład złóż geotermalnych w Polsce.

Rysunek 9-2. Rozkład geotermii w Polsce


Źródło: Opracowanie własne na podstawie „Energia Geotermalna. Świat-Polska-Środowisko”, Instytut gospodarki surowcami mineralnymi i energią. Laboratorium geotermalne PAN, Kraków 2000 r.

Obecnie na Opolszczyźnie nie wykorzystuje się energii wód geotermalnych. Natomiast w XIX w. na obszarze województwa istniały trzy uzdrowiska, które wykorzystywały wody podziemne w celach balneologicznych.

W rejonie Kędzierzyna-Koźla występują wody mineralne typu $\text{SO}_4\text{-Cl-Na}$ o mineralizacji 11 g/l, które można wykorzystywać w celach leczniczych. Wydajność, jak i ciśnienie tych wód, jest korzystne. Temperatura nie przekracza natomiast 20°C , a średnio wynosi 13°C .

Energię geotermalną podzielić można na:

- płytką - to zasoby energii pochodzenia geotermicznego, zakamuflowane w wodach znajdujących się na niewielkich głębokościach i temperaturach na tyle niskich, że ich bezpośrednie wykorzystanie do celów energetycznych jest niemożliwe (można je efektywnie eksploatować w sposób pośredni, np. przy użyciu pomp ciepła). Można przyjąć, że graniczną temperaturą jest w tym przypadku poziom 20°C .
- głęboką - to energia zawarta w wodach znajdujących się na znacznych głębokościach (2÷3 km i więcej), głównie w postaci naturalnych zbiorników o temperaturach powyżej 20°C .

Z uwagi na powyższe zakłada się, że w Kędzierzynie-Koźlu wykorzystanie energii geotermalnej odbywać się będzie za pomocą instalacji płytkich z pompami ciepła i kolektorami gruntowymi poziomymi lub pionowymi.

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 (skąd pobierane jest ciepło niskotemperaturowe) zalicza się: grunt, wody, podziemne i powierzchniowe oraz powietrze. Natomiast górne źródło ciepła stanowi instalacja grzewcza budynku.

Pompy ciepła są bardzo korzystnym eksploatacyjnie rozwiązaniem w zakresie ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Jednak z uwagi na stosunkowo wysokie nakłady inwestycyjne, w porównaniu do innych rozwiązań, nie są one jeszcze aż tak bardzo popularne.

W zależności od rodzaju nośnika ciepła niskotemperaturowego oraz czynnika podgrzewanego w skraplaczu rozróżnia się następujące systemy pomp ciepła:

- woda-woda (W/W) oraz woda-powietrze (W/P),
- powietrze-woda (P/W) oraz powietrze-powietrze (P/P),
- solanka-woda (S/W) oraz solanka-powietrze (S/P).

Systemy pracy instalacji grzewczej wykorzystującej jako źródło ciepła pompę ciepła:

- 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 (równoległy) - pompa ciepła pracuje jako jedyny generator ciepła, aż do punktu dołączenia drugiego urządzenia grzewczego. Po przekroczeniu punktu dołączenia pompa pracuje wspólnie z drugim urządzeniem grzewczym (np. z kotłem gazowym),
- system biwalentny (alternatywny) - pompa ciepła pracuje jako wyłączny generator ciepła, aż do punktu przełączenia na drugie urządzenie grzewcze. Po przekroczeniu punktu przełączenia pracuje wyłącznie drugie urządzenie grzewcze (np. kocioł gazowy).

Wybierając pompę ciepła jako źródło ogrzewania dla budynku należy zastosować instalację grzewczą o jak najniższej temperaturze zasilania (np. ogrzewanie podłogowe lub ściennie - temp. zasilania układu to ok. 35°C) - wpływa to na podniesienie współczynnika efektywności pracy pompy.

Na terenie Opolszczyzny rośnie coraz większe zainteresowanie wykorzystaniem pomp ciepła do ogrzewania obiektów budowlanych oraz wody.

W Kędzierzynie-Koźlu nie zidentyfikowano instalacji grzewczych wykorzystujących jako źródło ciepła pompę ciepła.

Energia słońca

Do Ziemi dociera promieniowanie słoneczne zbliżone widmowo do promieniowania ciała doskonale czarnego o temperaturze ok. 5,7 tys. K. Przed wejściem do atmosfery moc promieniowania jest równa ok. 1,3 kW na 1 m² powierzchni prostopadłej do promieniowania słonecznego. Część tej energii jest odbijana i pochłaniana przez atmosferę do powierzchni 1 m² Ziemi w słoneczny dzień dociera około 1 kW.

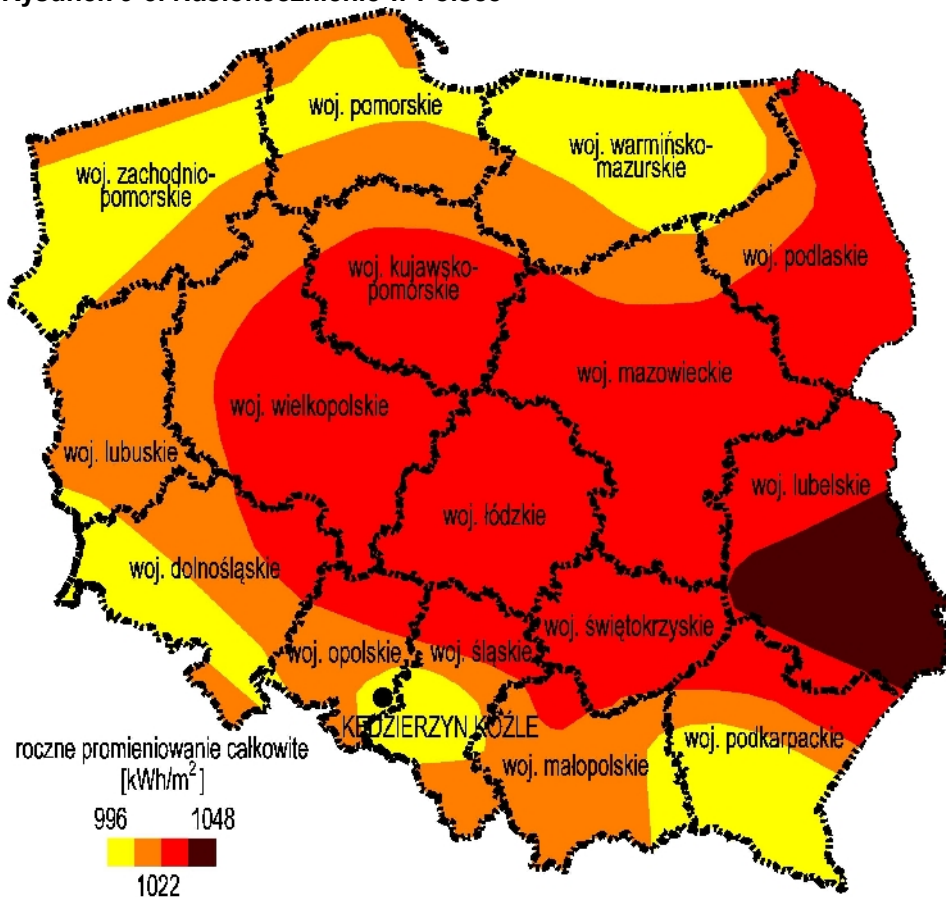
Ilość energii słonecznej docierającej do danego miejsca zależy od szerokości geograficznej oraz od czynników pogodowych. Średnie nasłonecznienie obszaru Polski wynosi rocznie ok. 1 MWh/m² na poziomą powierzchnię, co odpowiada wartości opałowej ok. 120 kg paliwa umownego.

Wykorzystanie bezpośrednio energii słonecznej może odbywać się na drodze konwersji fotowoltaicznej lub fototermicznej. W obu przypadkach, niepodważalną zaletą wykorzystania tej energii jest brak szkodliwego oddziaływania na środowisko. Natomiast warunkiem ograniczającym dostęp-

ność stosowania instalacji solarnych są wciąż jeszcze wysokie nakłady inwestycyjne związane z zainstalowaniem stosownych urządzeń.

Opolszczyzna charakteryzuje się bardzo nierównomiernym rozkładem promieniowania słonecznego. Najczęściej stosowane są kolektory słoneczne w połączeniu z pompami ciepła. Instalacje takie nie odgrywają znaczącej roli w zaspokojeniu potrzeb energetycznych województwa opolskiego. Widoczny jest jednak wzrost wykorzystywania energii słonecznej wśród odbiorców indywidualnych (głównie w budownictwie jednorodzinym). W ostatnich latach wzrosło również zainteresowanie urządzeniami akumulującymi energię słoneczną w sektorze publicznym, w tym w urządzeniach 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. Kędzierzyn-Koźle położony jest w rejonie, w którym nasłonecznienie jest umiarkowane.

Rysunek 9-3. Nasłonecznienie w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Podhalańskiej Agencji Poszanowania Energetyki

Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne wykorzystują za pomocą konwersji fototermicznej energię promieniowania słonecznego do bezpośredniej produkcji ciepła dwoma sposobami: sposobem pasywnym (biernym) i sposobem aktywnym (czynnym). Transmisja zaabsorbowanej energii słonecznej do odbiorników odbywa się w specjalnych instalacjach.

W systemach pasywnych konwersja energii promieniowania słonecznego w ciepło zachodzi w sposób naturalny w istniejących lub specjalnie zaprojektowanych elementach struktury budynków pełniących rolę absorberów.

W systemach aktywnych dostarcza się do instalacji dodatkową energię z zewnątrz, zwykle do napędu pompy lub wentylatora przetłaczających czynnik roboczy (najczęściej wodę lub powietrze) przez kolektor słoneczny.

Funkcjonowanie kolektora słonecznego jest związane z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej.

Podstawowe składniki typowej instalacji solarnej to kolektor słoneczny, pompa obiegowa oraz zasobnik ciepłej wody wraz z elementami pomocniczymi. Na rynku dostępne są obecnie kolektory płaskie oraz próżniowe.

Kolektory słoneczne można stosować do:

- ogrzewania wody basenowej,
- wspomagania przygotowania c.w.u.,
- wspomagania centralnego ogrzewania.

W warunkach krajowych szacuje się, że instalacja z kolektorem słonecznym jest zdolna pokryć około 60÷70% rocznego zapotrzebowania na energię do przygotowania c.w.u. oraz 30÷50% ogrzewania domu niskoenergetycznego.

Główną wadą tych instalacji jest zmniejszenie uzysków energii w miesiącach jesienno-zimowych, gdy zapotrzebowanie odbiorcy jest największe. Wyjściem z tego problemu może być m.in. zastosowanie kolektorów próżniowych (są o ok. 30% sprawniejsze w tym okresie od kolektorów płaskich) oraz wykorzystywanie tych instalacji w budynkach o jak najmniejszym zapotrzebowaniu na energię cieplną (tzw. budynki niskoenergetyczne).

Decydując się na zastosowanie kolektorów należy mieć na uwadze następujące zalecenia:

- powinny być one zwrócone możliwie dokładnie w kierunku południowym,
- w ciągu dnia nie powinny być zacieniane przez sąsiednie budynki, inne obiekty i drzewa,
- kąt nachylenia powinien być uzależniony od przeznaczenia instalacji oraz szerokości geograficznej (przyjmuje się, że kąt nachylenia powinien wynosić 45°).

Na krajowym rynku pojawia się coraz większa liczba firm zajmujących się głównie sprzedażą zestawów kolektorowych. Dlatego ważne jest, aby przy zakupie takiej instalacji kierować się m.in. następującymi kryteriami:

- długość udzielanej gwarancji - min. 5 lat na instalacje oraz 10 na rury szklane kolektora,
- odporność na warunki atmosferyczne (głównie na gradobicie) - potwierdzona odpowiednimi świadectwami wydanymi przez uprawnione do tego instytucje,
- wiarygodność firmy - referencje działających instalacji, dogodne warunki serwisowe w razie jakiegokolwiek awarii.

W powiecie kędzierzyńsko-kozielskim istnieje instalacja solarna zainstalowana na budynku szkoły o mocy 216 kW, produkująca rocznie około 0,86 GWh ciepła.

Na terenie Kędzierzyna-Koźła energia słoneczna wykorzystywana jest wyłącznie w instalacjach solarnych (kolektorowych) w prywatnych budynkach.

Ogniwa fotowoltaiczne

Systemy fotowoltaiczne przetwarzają energię promieniowania słonecznego bezpośrednio w energię elektryczną. Ze względu na powszechną dostępność do promieniowania słonecznego można je stosować praktycznie w dowolnym miejscu. Najpoważniejszym obecnie 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 falowni-

ka. 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 zasiląć 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 Kędzierzyna-Koźła nie zlokalizowano 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 na świecie 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, w pewnym przybliżeniu, stały dopływ energii do odbiorcy w ciągu roku.

Na obszarze Kędzierzyna-Koźła nie zinwentaryzowano układów hybrydowych.

9.6. Ocena możliwości rozwoju

W celu zwiększenia udziału energii wytworzonej w instalacjach OZE, samorząd terytorialny jako gospodarz oraz właściciel wielu terenów i obiektów użyteczności publicznej może prowadzić aktywną politykę proekologiczną na wielu płaszczyznach.

Co do zasady Gmina może kierować swoje działania prowadzące do rozwoju wykorzystania energii elektrycznej i ciepła oraz szeroko pojętej energii z paliw alternatywnych bezpośrednio i/lub pośrednio. W przypadku bezpośredniego wsparcia inwestycji Gmina może występować w pozycji Inwestora, realizując inwestycję, lub Mecenasą wspierając potencjalnych inwestorów.

Dodatkowo w ramach prowadzonej polityki proekologicznej Gmina może pełnić rolę inspiratora (centrum informacyjnego), gdzie rola samorządu będzie ograniczać się jedynie do działań edukacyjno-szkoleniowych. Wybór sposobu prowadzenia polityki OZE jest silnie skorelowany z możliwościami finansowymi Gminy oraz świadomością proekologiczną władz lokalnych.

Kierunek i sposób prowadzenia polityki rozwoju OZE, określający zbiór działań prowadzonych w celu skutecznego wykorzystania energii odnawialnej uzależniony jest od wielu czynników wewnętrznych i zewnętrznych. Mogą to być między innymi:

- intensywność prowadzonych działań,
- możliwość finansowania działania z budżetu Gminy,
- efektywność działania w zakresie rozwoju OZE.

Gmina winna przede wszystkim promować rozwiązania proekologiczne poprzez działalność edukacyjno-informacyjną nakierowaną na podnoszenie świadomości ekologicznej mieszkańców oraz promowanie nowych, efektywnych rozwiązań technicznych.

Gmina winna przede wszystkim promować rozwiązania proekologiczne poprzez działalność edukacyjno-informacyjną skierowaną na podnoszenie świadomości ekologicznej mieszkańców oraz promowanie nowych, efektywnych rozwiązań technicznych.

W wybranych przypadkach Gmina może także prowadzić inwestycję w instalację OZE w budynkach użyteczności publicznej, promując w ten sposób energetykę odnawialną oraz ograniczając koszty eksploatacyjne związane z kosztami unikniętymi.

Gmina może na swoim obszarze wspierać (promować) inwestycje w OZE w zakresie wykorzystania:

- wiatru - energetyka wiatrowa,
- wód powierzchniowych - mała energetyka wodna,
- słońca - solary, fotowoltaika (energetyka słoneczna),
- wód podziemnych - instalacje geotermalne (płytko i głęboko geotermia),
- biomasy - elektrociepłownie biomasowe (energetyka oparta o biomasę),
- biogazu - elektrociepłownie biogazowe (energetyka oparta o biogaz),
- oraz dodatkowo instalacje wykorzystujące paliwa alternatywne.

W przypadku podejmowania decyzji o wyborze rozwiązania OZE najistotniejszą kwestią jest możliwość jego wykorzystania na danym obszarze pod względem uwarunkowań technicznych. W przypadku braku możliwości technicznych zastosowania danego rozwiązania, działania Gminy powinny ograniczyć się jedynie do informacji ogólnych z adnotacją, iż rozwiązanie nie jest preferowane ze względu na brak korzystnych uwarunkowań.

Analogicznie jak powyżej wybór rodzajów promowanych przez Gminę instalacji OZE uzależniony jest między innymi od wyznaczonych kryteriów, np.:

- możliwość zastosowania rozwiązania (dostępność terenu, obiektów itp.),
- efektywność energetyczna rozwiązania,
- akceptowalność społeczna rozwiązania.

Za najistotniejsze kryterium decyzji należy stosować efektywność energetyczną, ponieważ rozwój OZE ma przede wszystkim na celu zastąpienie energii obecnie wytwarzanej w źródłach konwencjonalnych.

Podsumowując, ze względu na dużą kapitałochłonność inwestycji OZE, Gmina jako podmiot kreujący politykę energetyczną skierowaną także na wzrost wykorzystania energii ze źródeł ekologicznych, powinna pełnić funkcję inspiratora zmierzającą do propagowania i promocji rozwiązań OZE oraz do prowadzenia różnego rodzaju działań dydaktycznych mających na celu wzrost świadomości ekologicznej zarówno mieszkańców, jak i potencjalnych przyszłych inwestorów.

Dodatkowo, w przypadku preferowanych instalacji, np. solarnych, Gmina powinna w wybranych przypadkach dotyczących obiektów użyteczności publicznej być inwestorem, po pierwsze promując ekologiczne źródła energii, dając „dobry przykład” mieszkańcom, a po drugie licząc na zwrot poniesionych nakładów w wyniku redukcji dotychczasowych kosztów energii.

10. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych - środki poprawy efektywności energetycznej

10.1. Uwarunkowania i narzędzia prawne racjonalizacji

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. Już w 1993r. przyjęto Dyrektywę 93/76/EWG w celu ograniczenia emisji ditlenku węgla poprzez poprawienie efektywności energetycznej (SAVE), potem uchyloną przez dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

Celem dyrektywy 2006/32/WE jest ekonomicznie opłacalna poprawa 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 dostarczenia 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 oraz do podjęcia wzmożonych wysiłków na rzecz promowania efektywności końcowego wykorzystania energii, jak również ustanowienia odpowiednich warunków i bodźców dla podmiotów rynkowych do podniesienia poziomu informacji i doradztwa dla odbiorców końcowych na temat efektywności końcowego wykorzystania energii, a wreszcie do zapewnienia, aby informacje o mechanizmach służących efektywności energetycznej oraz ramach finansowych i prawnych przyjętych w celu osiągnięcia krajowego celu orientacyjnego w zakresie oszczędności energii, były przejrzyste i szeroko dostępne odpowiednim uczestnikom rynku.

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

Niezwykle istotnym elementem wspomagania 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 energety-

ka. 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. Wiąże się z tym konieczność poprawy stanu infrastruktury energetycznej w celu zapewnienia wyższego poziomu usług dla lokalnej społeczności, przyciągnięcia inwestorów oraz podniesienia konkurencyjności i atrakcyjności regionu. Dobre planowanie energetyczne jest jednym z zasadniczych warunków powodzenia realizacji polityki energetycznej państwa.

Zaproponowane w ramach Krajowego Planu Działań dotyczące efektywności energetycznej środki i działania mają za zadanie osiągnięcie celu indykatorywnego 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. 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 wprowadzanych do obrotu nowych produktów zużywających energię (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 na lata 2007-2013 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 w planie zaliczono:

- promocję wysokosprawnej kogeneracji (CHP) z wykorzystaniem mechanizmu wsparcia;
- system dobrowolnych zobowiązań w przemyśle poprzez zobowiązanie decydentów w przemyśle 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 na lata 2007-2013 oraz Regionalne Programy Operacyjne umożliwiające wsparcie finansowe działań dotyczących wysokosprawnego wytwarzania energii oraz zmniejszenia strat w dystrybucji energii;
- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013 umożliwiający wsparcie dla przedsiębiorstw w zakresie wdrażania najłepszych dostępnych technik (BAT).

Jako środki horyzontalne służące poprawie efektywności energetycznej Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej wskazuje: wprowadzenie mechanizmu wsparcia w postaci tzw. białych certyfikatów (zatwierdzony przez ustawę o efektywności energetycznej) stymulujących działania energooszczędne wraz z obowiązkiem nałożonym na sprzedawców energii elektrycznej, ciepła lub paliw gazowych oraz zorganizowanie i przeprowadzenie kampanii informacyjnych i działań edukacyjnych w zakresie efektywności energetycznej oraz wsparcie finansowe działań związanych z promocją efektywności energetycznej. Ponadto zostały przewidziane środki poprawy efektywności energetycznej wymagane zgodnie z art.5 i art.7 dyrektywy 2006/32/WE, to jest: uwzględnianie w realizowanych inwestycjach publicznych kryterium efektywności energetycznej oraz termomodernizację obiektów użyteczności publicznej poprzez wsparcie finansowe projektów dotyczących termomodernizacji obiektów użyteczności publicznej wraz z wymianą wyposażenia tych obiektów na energooszczędne.

Podstawowym zadaniem samorządu gminnego w procesie stymulowania działań racjonalizacyjnych jest pełnienie funkcji centrum informacyjnego oraz bezpośredniego wykonawcy i koordynatora działań racjonalizacyjnych, szczególnie tych, które związane są z podlegającymi gminie obiektami (szkoły, przedszkola, domy kultury, budynki komunalne itp.).

Funkcja centrum informacyjnego winna przejawiać się poprzez:

- uświadamianie konsumentom energii korzyści płynących z jej racjonalnego użytkownika;
- promowanie poprawnych ekonomicznie i ekologicznie rozwiązań w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło;
- uświadamianie możliwości związanych z dostępnym dla mieszkańców gminy 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 użytkownika energii na terenie Gminy:

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;
- zapisy 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 2016r. 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.

Z mocy przepisów ww. ustawy jednostki sektora publicznego zostały zobowiązane, aby realizując swoje zadania, stosować co najmniej dwa z następujących środków poprawy efektywności energetycznej:

- umowa, której przedmiotem jest realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej;
- nabycie nowego urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji;
- wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, o których mowa w pkt 2, albo ich modernizacja;
- nabycie lub wynajęcie efektywnych energetycznie budynków lub ich części albo przebudowa lub remont użytkowanych budynków, w tym realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów;
- sporządzenie audytu energetycznego w rozumieniu ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów eksploatowanych budynków w rozumieniu ustawy Prawo budowlane, o powierzchni użytkowej powyżej 500 m², których jest właścicielem lub zarządcą.

Dla przyspieszenia przemian w zakresie przechodzenia na nośniki energii bardziej przyjazne dla środowiska oraz prowadzenia 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 finansowanie;
- 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 znacznych nakładów. Najskuteczniejszą formułą 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 wiarogodny obraz woli samorządu w procesie planowania kompleksowego.

10.2. Kierunki działań racjonalizacyjnych - środki poprawy efektywności energetycznej

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 informatycznej i oświetleniowy (z uwzględnieniem urządzeń kuchennych, sprzętu elektrycznego i elektronicznego w dziedzinie informacji i rozrywki) 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, jak można tworzyć i wdrażać programy efektywności energetycznej, czyli działania skupione na grupach odbiorców końcowych, które zwykle prowadzą do sprawdzalnej i wymiernej lub możliwej do oszacowania poprawy efektywności energetycznej.

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

- ogrzewaniem i chłodzeniem (np. 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, w pralkach itd.);
- oświetleniem (np. nowe efektywniejsze żarówki, systemy cyfrowych układów kontroli, używanie detektorów ruchu itp.);
- gotowaniem i chłodnictwem (np. nowe bardziej sprawne urządzenia, systemy odzysku ciepła itd.);
- 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.);

- stosowaniem wyposażenia posiadającego wysoką klasę w systemie oznakowania efektywności energetycznej.
- produkcją energii z odnawialnych źródeł w gospodarstwach domowych i zmniejszenie ilości energii nabywanej (np. kolektory słoneczne 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.);
- wysokoefektywna 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:

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

Racjonalizacja 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. Ukierunkowanie na technologie efektywniej wykorzystujące energię wywiera pozytywny wpływ na poziom innowacyjności, a co za tym idzie konkurencyjności gospodarki. W ogólnym przypadku poprawa efektywności energetycznej może nastąpić wskutek zwiększenia efektywności końcowego wykorzystania energii w wyniku zmian technologicznych i gospodarczych, jak również dzięki zmianom zachowań końcowych odbiorców energii, tzn. osób fizycznych lub prawnych dokonujących zakupów różnych form energii do własnego użytku. 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 energią, mogą poprawić efektywność energetyczną oferując usługi energetyczne obejmujące efektywne wykorzystanie energii w takich obszarach, jak zapewnienie komfortu termicznego w pomieszczeniach, ciepłej wody do użytku domowego, chłodzenia, produkcji towarów, oświetlenia oraz mocy napędowej. Dlatego też w celu skutecznego oddziaływania taryf i innych uregulowań dotyczących energii

sieciowej na efektywność końcowego zużycia energii, powinno się usunąć nieuzasadnione zachęty do zwiększania ilości konsumowanej 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.

10.3. 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 cztery 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 cieplnego 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 posiadające indywidualną elewację zewnętrzną z istniejącymi formami charakterystycznymi dla danego okresu w architekturze budowlanej, dla których wyklucza się możliwość docieplenia ścian zewnętrznych.

Na podstawie obecnie obowiązujących przepisów dokonuje się oceny energetycznej i sporządza ważne przez okres 10 lat świadectwa dla następujących budynków:

- nowo wzniesionych;
 - rozbudowanych, nadbudowanych, przebudowanych, odbudowanych oraz dla których prowadzone są roboty budowlane mające wpływ na podniesienie ich standardu energetycznego, w przypadku gdy koszt tych działań jest równy lub większy od 25% wartości odpowiadającej kosztom odtworzenia budynku;
 - w których zmieniono sposób użytkowania;
 - sprzedawanych lub wynajmowanych, w tym także lokali mieszkalnych;
- a także przy ustanowieniu spółdzielczego lokatorskiego prawa do lokalu mieszkalnego oraz odpłatnego zbycia spółdzielczego własnościowego prawa do lokalu.

W przypadku kotłów, systemów klimatyzacji oraz instalacji ogrzewczych pracujących na potrzeby budynków i lokali mieszkalnych, kontroli polegającej na ocenie efektywności energetycznej oraz doboru ich wielkości do potrzeb użytkowych, podlegają:

- kotły na paliwo stałe, ciekłe i gazowe o mocy cieplnej w zakresie 20÷100 kW (co najmniej raz na 10 lat);
- kotły na paliwo stałe lub ciekłe o mocy cieplnej powyżej 100 kW (co najmniej raz na 2 lata);
- kotły na paliwo gazowe o mocy cieplnej powyżej 100 kW (co najmniej raz na 4 lata);
- urządzenia chłodnicze o mocy większej niż 12 kW (co najmniej raz na 5 lat).

Ponadto jednorazowej kontroli winny zostać poddane kotły na paliwo stałe, ciekłe i gazowe o mocy cieplnej powyżej 20 kW wraz z instalacją ogrzewczą, które są użytkowane co najmniej 15 lat.

Maksymalne dopuszczalne wartości współczynnika przenikania ciepła oraz minimalne dopuszczalne wartości oporu cieplnego poszczególnych elementów budowlanych budynku, zostały określone w dwóch następujących rozporządzeniach Ministra Infrastruktury:

- rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie;
- rozporządzeniu w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego.

Zakłada się, że zgodnie z ww. przepisami nowopowstające na obszarze Miasta obiekty muszą spełniać następujące kryteria izolacyjności przegród zewnętrznych:

- ściany zewnętrzne $< 0,25 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$;
- stropodachy i stropy pod nieogrzewanym poddaszem lub nad przejazdem $< 0,22 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$;
- stropy nad nieogrzewanymi piwnicami i zamkniętymi przestrzeniami podpodłogowymi $< 0,5 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$;
- okna w ścianach w I, II, III strefie klimatycznej $< 1,9 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$;
- okna w dachu w I, II, III strefie klimatycznej $< 1,8 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$.

W celu ujednoczenia 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/WE o charakterystyce energetycznej budynków, dotyczącą (jak sama nazwa wskazuje) sprawności energetycznej budynków, tj. zużycia przez nie energii na ogrzewanie i klimatyzację. Celem tej dyrektywy jest wypromowanie poprawy efektywności energetycznej budynku we Wspólnocie Europejskiej, biorąc pod uwagę zewnętrzne i wewnętrzne warunki budynku oraz opłacalność przedsięwzięć.

Aktualnie istotne znaczenie ma wprowadzona 18 maja 2010 r. nowelizacja ww. dyrektywy (Dyrektywa 2010/31/UE).

Zgodnie z nowymi 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.

Alternatywne rozwiązania, takie jak zdecentralizowane systemy dostaw energii, systemy centralnego ogrzewania i chłodzenia, będą musiały zostać wzięte pod uwagę dla wszystkich nowowznoszonych budowli.

Wprowadzenie nowelizacji EPBD winno spowodować wzrost znaczenia 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 2019r.).

Świadectwa energetyczne (w Polsce obowiązują od 2009r.) stanowią podstawowy element systemu oceny energetycznej budynku i powinny być wydawane przez upoważnionego eksperta oraz 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 wymagane 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 użytkownikom tych urządzeń na ich sprawność energetyczną przekładającą się na możliwość lub też brak takiej możliwości (z powodu niskiej sprawności) racjonalnej gospodarki energią w budynku.

Tak więc, zgodnie z zapisami ustawy Prawo budowlane, obowiązkowi sporządzenia świadectwa charakterystyki energetycznej podlega każdy budynek oddawany do użytkowania oraz budynek podlegający zbyciu lub wynajmowi. W przypadku budynku z lokalami mieszkalnymi lub częściami budynku stanowiącymi samodzielną całość techniczno-użytkową, przed wydaniem lokalu mieszkalnego lub takiej części budynku osobie trzeciej, sporządza się świadectwo charakterystyki energetycznej lokalu mieszkalnego lub części budynku. W przypadku budynków ze wspólną instalacją grzewczą świadectwo charakterystyki energetycznej sporządza się wyłącznie dla budynku, a w innych przypadkach także dla lokalu mieszkalnego najbardziej reprezentatywnego dla danego budynku.

Natomiast z obowiązku posiadania świadectw energetycznych zwolnione są budynki:

- podlegające ochronie na podstawie przepisów o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami,
- używane jako miejsca kultu i do działalności religijnej,
- przeznaczone do użytkowania w czasie nie dłuższym niż 2 lata,
- niemieszkalne służące gospodarce rolnej,
- przemysłowe i gospodarcze o zapotrzebowaniu na energię nie większym niż 50 kWh/m²/rok,

- mieszkalne przeznaczone do użytkowania nie dłużej niż 4 miesiące w roku,
- wolnostojące o powierzchni użytkowej poniżej 50 m².

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.

10.4. Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych

Zgodnie z art. 16 ustawy Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek planowania i podejmowania działań mających na celu racjonalizację produkcji i przesyłu 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 w URE swoich planów rozwojowych. Relacje te są szczególnie ważne z uwagi na występującą rozbieżność interesów gminy i przedsiębiorstwa:

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

10.4.1. Racjonalizacja użytkowania ciepła

Systemowe źródła ciepła

Zgodnie z postanowieniami dyrektywy 2004/8/WE w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii preferowanymi układami produkcji energii cieplnej, szczególnie w organizmach miejskich mają być układy skojarzonego wytwarzania ciepła 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. Proponowana przez ZAK S.A. modernizacja źródła będzie zmierzała właśnie w tym kierunku - poprzez budowę nowego kotła parowego opalanego węglem wraz z budową nowego turbozespołu parowego upustowo-kondensacyjnego.

System dystrybucji

Działania racjonalizacyjne w obrębie systemu dystrybucji powinny być ukierunkowane przede wszystkim na poprawę efektywności przesyłu ciepła poprzez ograniczenie strat przesyłowych, jak również redukcję ubytków wody sieciowej.

Redukcję strat ciepła na przesyśle 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 na wymiennikowe;
- modernizację i wymianę armatury odcinającej.

Zgodnie z przedstawioną wcześniej charakterystyką, system ciepłowniczy gminy jest systematycznie modernizowany.

Pozasystemowe źródła ciepła

Kotłownie lokalne

Racjonalizacja działań w przypadku kotłowni lokalnych powinna być ukierunkowana na modernizację niskosprawnych kotłowni węglowych i wymiana kotłów na nowoczesne o wyższym poziomie sprawności, zastosowanie zmiany paliwa oraz tam, gdzie to możliwe, wprowadzenie dodatkowych instalacji umożliwiających wspomagająco wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Indywidualne źródła ciepła

Indywidualne źródła ciepła zlokalizowane na terenie gminy stanowią w pewnej części niskosprawne kotły opalane paliwem stałym, takim jak węgiel czy miał węglowy. Taki stan rzeczy jest przyczyną występowania zjawiska tzw. niskiej emisji.

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

W przypadku odbiorców zlokalizowanych na obszarach poza zasięgiem oddziaływania systemu ciepłowniczego oraz gazowniczego główne działania powinny 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.

W tabelach poniżej przedstawiono wskaźnikowe ceny poszczególnych zadań inwestycyjnych związanych z modernizacją obiektu zasilanego z kotłowni lokalnej (zapotrzebowanie ciepła w obiekcie ok. 300 kW). Nie ujęto w nich kosztów doprowadzenia sieci rozdzielczej (ciepłowniczej i gazowniczego) do granic terenu zajmowanego przez obiekt.

Tabela 10-1. Likwidacja ogrzewania węglowego - podłączenie do sieci ciepłowniczej

Lp.	Koszty	Jednostka	Koszty jednostkowe
1	Prace projektowe (5%)	zł/kW	10
2	Likwidacja kotłowni węglowej	zł/kW	21
3	Koszt nowych urządzeń – węzła	zł/kW	133
4	Licznik ciepła i regulator pogodowy	zł/kW	21
5	Koszt instalacji wewnętrznej c.o.*	zł/kW	164
6	Koszt instalacji wewnętrznej c.w.u.*	zł/kW	56
7	Koszt przyłącza	zł/kW	36
8	Montaż i uruchomienie (10%)	zł/kW	51
9	Koszty inne (5% sumy poprzednich)	zł/kW	56
10	SUMA	zł/kW	549

*opcjonalnie według potrzeb; **opracowanie własne

Tabela 10-2. Likwidacja ogrzewania węglowego - zabudowa kotłowni gazowej wbudowanej

Lp.	Koszty	Jednostka	Koszty jednostkowe
1	Prace projektowe (5%)	zł/kW	10
2	Likwidacja kotłowni węglowej	zł/kW	21
3	Koszt nowych urządzeń - kotła wraz z palnikami i aparaturą	zł/kW	164
4	Koszt instalacji wewnętrznej c.o.*	zł/kW	164
5	Koszt instalacji wewnętrznej c.w.u.*	zł/kW	56
6	Koszt przyłącza gazowego z osprzętem	zł/kW	103
7	Montaż i uruchomienie (10%)	zł/kW	51
8	Koszty inne (5% sumy poprzednich)	zł/kW	31
9	SUMA	zł/kW	600

*opcjonalnie według potrzeb; **opracowanie własne

Przed podjęciem działań inwestycyjnych wymagane jest potwierdzenie wielkości energetycznych poszczególnych obiektów w celu określenia ich dokładnego zapotrzebowania na moc cieplną, która przekłada się na wielkości i koszty projektowanych urządzeń (audyt energetyczny budynków).

Alternatywnym rozwiązaniem, w sytuacji stale zwiększających się różnic cen nośników energii - gazu i węgla, jest modernizacja istniejącego przestarzałego źródła na nowoczesne rozwiązania na bazie węgla. Rozwiązania te wykorzystują technologię:

- bezobsługowych kotłów wyposażonych w palniki retortowe 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 emisje zanieczyszczeń.

Wskaźnikowy orientacyjny koszt modernizacji źródła do kotłowni z kotłem z paleniskiem retortowym, przedstawia tabela poniżej (moc kotłowni do 300 kW).

Tabela 10-3. Ogrzewanie węglowe starego typu - kotłownia węglowa retortowa wbudowana

Lp.	Koszty	Jednostka	Koszty jednostkowe
1	Prace projektowe (5%)	zł/kW	10
2	Modernizacja kotłowni węglowej - budowlanka	zł/kW	21
3	Koszt nowych urządzeń - kotła z odpylaniem i nawęglaniem	zł/kW	328
4	Koszt instalacji wewnętrznej c.o.*	zł/kW	164
5	Koszt instalacji wewnętrznej c.w.u.*	zł/kW	56
6	Instalacje	zł/kW	103
7	Montaż i uruchomienie (20%)	zł/kW	139
8	Koszty inne (10% sumy poprzednich)	zł/kW	82
9	SUMA	zł/kW	903

*opcjonalnie według potrzeb; **opracowanie własne

Konieczne jest także podjęcie działań dotyczących zmiany sposobu ogrzewania mieszkań z pieców i ogrzewań etażowych węglowych na rzecz systemu ciepłowniczego, ogrzewania gazowego lub elektrycznego. W przypadku domów jednorodzinnych możliwe jest także zastosowanie ekologicznych bezobsługowych kotłów węglowych oraz np. wykorzystanie źródeł energii solarnej, tj. kolektorów słonecznych.

Odbiorcy - działania termomodernizacyjne

Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna

Na podstawie danych otrzymanych od zarządców nieruchomości z terenu Kędzierzyna-Koźła, została przeprowadzona analiza liczby obiektów poddanych termomodernizacji, a będących w gestii tych podmiotów.

Tabela 10-4. Działania termomodernizacyjne przeprowadzone przez największych zarządców nieruchomości

Lp.	Zarządca nieruchomości	Liczba obiektów	Liczba mieszkań	Modernizacje do roku 2005	Modernizacje po roku 2005	Udział obiektów zmodernizowanych
1	NOVA	19	271	-	9	47,4%
2	WAM	3	13	-	1	33,3%
3	WM1	1	60	1	1	100%
4	WM2	1	20	-	-	0%
5	WM3	2	32	-	2	100%
6	ZAK	1	5	-	-	0%
7	NSO	1	2	-	-	0%
	RAZEM	28	2231			

Poniżej przedstawiono charakterystykę przeprowadzonych działań termomodernizacyjnych wg danych uzyskanych od zarządców zasobami mieszkaniowymi Kędzierzyna-Koźła.

Największym zarządcą nieruchomości który podał dane jest PPUH „NOVA” s.c. zarządzające 19 obiektami, w których zlokalizowanych jest 271 mieszkań. W 9 obiektach przeprowadzone zostały działania mające na celu poprawę ich właściwości cieplnych. Działania te zostały prowadzone w latach 2009-2011 i polegały zarówno na dociepleniu ścian i stropów z wykorzystaniem styropianu, jak również na wymianie stolarki budowlanej i zainstalowaniu zaworów termoregulacyjnych. Udział obiektów, w których zostały podjęte działania termomodernizacyjne wynosi 47,4% wszystkich obiektów będących w gestii PPUH „NOVA” s.c. Kolejnym zarządcą nieruchomości zlokalizowanym na terenie Kędzierzyna-Koźła jest Wojskowa Agencja Mieszkaniowa Oddział Regionalny we Wrocławiu. WAM zarządza 3 obiektami, w których znajduje się 13 mieszkań. W 2011r. przeprowadzono wymianę okien i drzwi w jednym z zarządzanych obiektów. Następnym podmiotem zlokalizowanym na terenie Kędzierzyna-Koźła jest Wspólnota Mieszkaniowa Zwycięstwa 24, która posiada 2 obiekty, w których znajdują się 32 mieszkania. Z danych otrzymanych od zarządcy wynika, że działania modernizacyjne zostały podjęte we wszystkich 2 obiektach, co stanowi 100% administrowanych zasobów. Działania te polegały na dociepleniu ścian i wymianie zaworów termostatycznych. Natomiast w obiekcie Wspólnoty Mieszkaniowej Wojska Polskiego 25 A-F w roku 2002 przeprowadzono docieplenie ścian, natomiast w 2006 dokonano wymiany okien i drzwi.

Zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna

Zgodnie z terminologią zawartą w art.3 punkt 2a ustawy Prawo budowlane przez budynek mieszkalny jednorodzinny należy rozumieć budynek wolnostojący albo budynek w zabudowie bliźniaczej, szeregowej lub grupowej, służący zaspokajaniu potrzeb mieszkaniowych, stanowiący konstrukcyjnie samodzielną całość, w którym dopuszcza się wydzielenie nie więcej niż dwóch lokali mieszkalnych albo jednego lokalu mieszkalnego i lokalu użytkowego o powierzchni całkowitej nie przekraczającej 30% powierzchni całkowitej budynku.

Indywidualny użytkownik budynku jednorodzinnego może przeprowadzić analogiczne działania w zakresie racjonalizacji użytkowania ciepła w zakresie termorenowacji, 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), wymiany grzejników itp. Należy zaznaczyć, że nowe kotły są wsparte pełną automatyką, która umożliwia indywidualną korektę oczekiwanej temperatury w pomieszczeniu. System automatyki umożliwia również wprowadzenie programu umożliwiającego pracę systemu w określonym przedziale czasowym. System pozwala dostosować zmienne oczekiwane temperatury w pomieszczeniu w różnych okresach dobowych.

Właściciele obiektów jednorodzinnych, mają szeroki zakres dostępności do nowych technologii w zakresie działań wpływających na zmniejszenie zapotrzebowania cieplnego budynku i zmniejszenie kosztów eksploatacji przy zachowaniu efektu komfortu cieplnego. W nowym budownictwie jednorodzinym zwiększa się udział obiektów, które wykorzystują niekonwencjonalne źródła energii.

Właściciele obiektów jednorodzinnych również mogą ubiegać się o istniejące formy wsparcia przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Możliwości wsparcia finansowego działań w zakresie racjonalizacji ciepła:

- zakres wsparcia wynikający z ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów;
- szeroki rynek kredytowy (np. tzw. kredyty remontowe) istniejący na rynku bankowym,
- dofinansowanie z budżetu gminy w zakresie termomodernizacji budynków (w związku ze zmianą ustawy POŚ, kwiecień 2012r.).

Obecnie indywidualny inwestor-właściciel, sam podejmuje decyzję o prowadzeniu działań w zakresie modernizacji własnego źródła ciepła oraz działań w zakresie termomodernizacji. Przy podjęciu decyzji o określonym sposobie realizacji indywidualny inwestor ma możliwość korzystania z informacji udzielanych przez przedstawicieli technicznych poszczególnych firm działających na rynku w zakresie systemów ogrzewania i docieplania budynków indywidualnych oraz z istniejącego rynku medialnego - specjalistycznych wydawnictw z zakresu budownictwa.

Budynki użyteczności publicznej

Zlokalizowane obiekty użyteczności publicznej w obszarze miasta charakteryzują się różnorodnym zakresem architektonicznym. Przy tego typu budynkach należy przeprowadzić indywidualne audyty energetyczne, które uwzględnią indywidualne zapotrzebowanie ciepłe dla danego typu obiektu. W poniższej tabeli przedstawiono wybrane obiekty użyteczności publicznej zlokalizowane na terenie Kędzierzyna-Koźła będące pod zarządem Urzędu Miasta i Starostwa Powiatowego poddane działaniom termomodernizacyjnym w latach 2006-2011.

Tabela 10-5. Zestawienie przeprowadzonych działań termomodernizacyjnych w wybranych obiektach użyteczności publicznej będących pod zarządem Urzędu Miasta w latach 2006-2011

Lp.	Kategoria	Nazwa obiektu	Przeprowadzone działania termomodernizacyjne w latach 2006 - 2011
1	Przedszkola	Przedszkole Nr 2 ul. Kozielska 3	- wymieniono okna - wymieniono drzwi
		Przedszkole Nr 8 ul. Dmowskiego 5	- w całym budynku wymieniono okna - wymieniono drzwi
		Przedszkole Nr 18 ul. Sławięcicka 96B	- docieplono ściany - wymieniono okna i drzwi - zainstalowano zawory termostatyczne
2	Szkoły	Zespół Szkół Miejskich Nr 2 ul. Szymanowskiego 19	- docieplono salę gimnastyczną
		Szkoła Podstawowa Nr 11 ul. Partyzantów 30	- docieplono ściany - wymieniono okna - wymieniono instalację grzewczą
3	Stadiony	MOSiR Stadion Blachownia	- wymiana okien
4	Hale sportowe	MOSiR ul. Jana Pawła II 29	- docieplono ściany - wymieniono okna i drzwi - zainstalowano zawory termostatyczne - zabudowano węzeł cieplny

Tabela 10-6. Zestawienie przeprowadzonych działań termomodernizacyjnych w wybranych obiektach użyteczności publicznej będących pod zarządem Starostwa Powiatowego w latach 2006-2011

Lp.	Kategoria	Nazwa obiektu	Przeprowadzone działania termomodernizacyjne w latach 2006 - 2011
1	Bud. adm. biurowe	Starostwo Powiatowe Plac Wolności 1	- docieplenie ścian - wymiana okien i drzwi - zainstalowano zawory termoregulacyjne
		Starostwo Powiatowe Plac Wolności 13	- wymiana okien i drzwi - zainstalowano zawory termoregulacyjne
		Starostwo Powiatowe ul. Piastowska 15	- wymiana okien i drzwi - zainstalowano zawory termoregulacyjne
		Starostwo Powiatowe ul. Damrota 30	- docieplenie ścian - wymiana okien i drzwi - zainstalowano zawory termoregulacyjne
2	Szkoły	II Liceum Ogólnokształcące ul. Matejki 19	- termomodernizacja
		Zespół Szkół Żeglugi Śródlądowej	- docieplenie ścian - wymiana okien
		Zespół Szkół Chemicznych i Ogólnokształcących ul. Mostowa 7	- termomodernizacja - wymiana okien i drzwi - wymiana grzejników
		Zespół Szkół Nr 3	- docieplenie ścian styropianem - wymiana okien - wymiana drzwi
		CKPiU ul. Wyspa 22	- docieplenie ścian styropianem - wymiana okien - wymiana drzwi
		CKPiU ul. Mostowa 7	- wymiana okien
3		PZD ul. Skarbową 3E	- docieplenie ścian - zainstalowano zawory termoregulacyjne

Zgodnie z powyższymi tabelami, w mieście Kędzierzyn-Koźle zinwentaryzowano obiekty użyteczności publicznej, które zostały poddane termomodernizacji w latach 2006-2011. Wśród obiektów

zidentyfikowano obiekty szkolne, w których nie przewiduje się już dalszych działań termomodernizacyjnych.

10.4.2. Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych

Przy rozpatrywaniu działań związanych z racjonalizacją użytkowania paliw należy wziąć pod uwagę cały ciąg logiczny operacji związanych z ich użytkowaniem:

- pozyskanie paliw;
- przesył do miejsca użytkowania;
- dystrybucja;
- wykorzystanie paliw gazowych;
- wykorzystanie efektów stosowania paliw gazowych.

Problemy związane z pozyskiwaniem i długodystansowym przesyłem gazu stanowią zagadnienie o charakterze ponadlokalnym, które powinno być analizowane w skali nawet ponadwojewódzkiej. Pozostałe problemy są natomiast zagadnieniami, które winny być analizowane z punktu widzenia polityki energetycznej Miasta stąd też zostały one omówione poniżej.

Zmniejszenie strat gazu w systemie dystrybucji

Działania związane z racjonalizacją użytkowania gazu związane z jego dystrybucją sprowadzają się do zmniejszenia strat gazu.

Straty gazu w sieci dystrybucyjnej spowodowane są głównie następującymi przyczynami:

- nieszczelności na armaturze - dotyczą zarówno samej armatury, jak i jej połączeń z gazociągami (połączenia gwintowane lub przy większych średnicach kołnierzowe) - zmniejszenie przecieków gazu na samej armaturze w większości wypadków będzie wiązało się z jej wymianą;
- sytuacje związane z awariami (nagłymi nieszczelnościami) i remontami (gaz wypuszczany do atmosfery ze względu na prowadzone prace) - modernizacja sieci wpłynie na zmniejszenie prawdopodobieństwa awarii.

Należy podkreślić, że zmniejszenie strat gazu ma 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.

Generalnie całość odpowiedzialności za działania związane ze zmniejszeniem strat gazu w jego dystrybucji spoczywa na Górnośląskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazownictwa w Opolu.

Ze względu na fakt, że w warunkach terenów zabudowanych, bardzo istotne znaczenie mają koszty związane z zajęciem pasa terenu, uzgodnieniem prowadzenia różnych instalacji podziemnych oraz zwłaszcza z odtworzeniem nawierzchni, jest rzeczą celową, aby wymiana instalacji podziemnych różnych systemów (gaz, woda, kanalizacja, kable energetyczne i telekomunikacyjne itd.) była prowadzona w sposób kompleksowy.

Racjonalizacja wykorzystania paliw gazowych

Paliwo gazowe na terenie Miasta Kędzierzyna-Koźła wykorzystywane jest głównie do następujących celów:

- wytwarzanie ciepła;
- bezpośrednio przygotowywanie ciepłej wody użytkowej;
- przygotowywanie posiłków w gospodarstwach domowych i obiektach zbiorowego żywienia;
- cele bezpośrednio technologiczne.

Sprawność wykorzystania gazu w każdym z powyższych sposobów uzależniona jest od cech samych urządzeń oraz od sposobu ich eksploatacji.

W przypadku wytwarzania ciepła w kotłach gazowych efekty można uzyskać poprzez wymianę urządzeń. Wzrost sprawności dla nowych urządzeń wynika z uwzględnienia następujących rozwiązań technicznych:

- lepsze rozwiązanie układu palnikowego oraz układu powierzchni ogrzewalnych kotła pozwalające na zwiększenie nominalnej sprawności kotła, a co za tym idzie sprawności 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.

W przypadku gazowych podgrzewaczy przepływowych brak jest danych na temat ich stanu technicznego - można jednak szacować, że zdecydowana większość wyposażona jest w znicze dyżurne.

Udział gazu zużywanego na przygotowywanie posiłków w gospodarstwach domowych i obiektach zbiorowego żywienia jest stosunkowo wysoki (w związku z dużą ilością mieszkań, gdzie kuchnia gazowa jest jedynym odbiornikiem gazu). Określenie możliwych oszczędności związanych z poprawą sprawności urządzeń jest trudne, jednak jego efekt będzie dużo mniejszy niż skutki zmniejszenia zapotrzebowania gazu ze względu na zmianę technologii przygotowania posiłków.

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:

- działaniach racjonalizujących zużycie gazu na cele ogrzewania u istniejących odbiorców (zarówno po stronie samego wytwarzania ciepła, jak i w dalszej kolejności ogrzewania);

- przechodzeniu odbiorców korzystających z innych rodzajów ogrzewania na ogrzewanie gazowe - będzie się ono odbywać stopniowo i ze względu na rozproszony charakter tego procesu, nie zostanie w pełni zrealizowane.
- stopniowym odchodzeniu od wykorzystania gazu tylko do celów przygotowania posiłków - będzie to wynikało z kilku przyczyn:
- konieczność remontów wewnętrznych instalacji gazowych spowoduje koszty, które przy wykorzystaniu gazu tylko na cele kuchenne nie będą miały uzasadnienia ekonomicznego (taniej będzie przystosować instalację elektryczną),
- cena gazu dla odbiorców grupy taryfowej S-1 będzie rosła szybciej niż przeciętna dla gazu, a udział opłaty stałej może się zwiększyć,
- istniejące urządzenia elektryczne, zwłaszcza specjalistyczne, stanowią atrakcyjną konkurencję wobec kuchni gazowych czy nawet gazowo-elektrycznych;
- przyłączaniu odbiorców nowo wybudowanych.

10.4.3. Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej

Przy rozpatrywaniu działań związanych z racjonalizacją użytkowania energii elektrycznej należy wziąć pod uwagę cały ciąg operacji związanych z użytkowaniem tej energii:

- wytwarzanie energii elektrycznej;
- przesył w krajowym systemie energetycznym;
- dystrybucja;
- wykorzystanie energii elektrycznej;
- wykorzystanie efektów stosowania energii elektrycznej.

Uwolnienie rynku energii elektrycznej i wprowadzenie konkurencji wytwórców energii elektrycznej może stanowić bodziec do poprawy efektywności wytwarzania energii elektrycznej. Instrumentem wywołującym dodatkowy nacisk w tym kierunku jest wejście pełnego dostępu odbiorców do wyboru dostawcy energii elektrycznej.

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.

W przypadku stacji transformatorowych zagadnienie zmniejszania strat rozwiązywane jest poprzez monitorowanie stanu obciążeń poszczególnych stacji transformatorowych i gdy jest to potrzebne na skutek zmian sytuacji, wymienianie transformatorów na inne, o mocy lepiej dobranej do nowych okoliczności. Działania takie są na bieżąco prowadzone przez TAURON DYSTRYBUCJA SA.

Generalnie należy stwierdzić, że podmiotami w całości odpowiedzialnymi za zagadnienia związane ze zmniejszeniem strat w systemie dystrybucji energii elektrycznej na obszarze Miasta są przedsiębiorstwa dystrybucyjne (TAURON DYSTRYBUCJA SA i PKP Energetyka S.A. - Śląski Rejon Dystrybucji).

Poprawienie efektywności wykorzystania energii elektrycznej - inteligentne opomiarowanie

Obecnie można wyróżnić dwa systemy inteligentnego wykorzystywania energii:

- Smart Grid,
- Smart Metering.

Smart Grid - technologia pozwalająca na integrację sieci elektroenergetycznych z sieciami IT w celu poprawy efektywności energetycznej, aktywizacji odbiorców, poprawy konkurencji, zwią-

szenia bezpieczeństwa energetycznego i łatwiejszego przyłączenia do odnawialnych źródeł energii.

Smart Metering - wprowadzenie nowoczesnych urządzeń pomiarowych na każdym etapie pracy sieci elektroenergetycznych, w tym wymianę istniejących systemów liczników na liczniki wyposażone w możliwość dwustronnej komunikacji. Do największych zalet Smart Meteringu zaliczyć można możliwość naliczania kosztów za rzeczywiście zużyty ilość energii. Wraz z uruchomieniem systemu obliczanie kosztów energii elektrycznej na podstawie prognoz przestanie funkcjonować, w zamian koszty zostaną wyliczane na podstawie rzeczywistego zużycia. Wprowadzenie systemu da również możliwość elastycznego dostosowania taryfy dla indywidualnych potrzeb odbiorców. Smart Metering pozwoli również na sprawną zmianę dostawcy energii elektrycznej, co pozwoli na wzrost poziomu konkurencji rynku elektroenergetycznego.

Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego

Modernizacja oświetlenia poprzez samą zamianę źródeł światła (elementu świecącego i oprawy) już stwarza duże możliwości oszczędzania.

Zgodnie z art.18 ustawy Prawo energetyczne do zadań własnych miasta należy planowanie i finansowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na jej terenie.

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 LED. Obecnie istnieje wiele nowoczesnych materiałów i technologii umożliwiających uzyskanie odpowiedniej jakości oświetlenia. Nastąpił rozwój lamp wysokoprężnych sodowych z coraz to mniejszymi mocami. 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.

Nowoczesnym rozwiązaniem w dziedzinie oświetlenia ulicznego są obecnie hybrydowe systemy zasilania, które do działania nie potrzebują podłączenia do sieci energetycznej. Hybrydowe światła uliczne działają w oparciu o elektryczność powstałą poprzez przechwytywanie energii słonecznej za pomocą paneli słonecznych oraz energii wiatru przy użyciu silników wiatrowych. Kombinacja ta sprawia, że systemy są bardziej praktyczne w stosunku do systemów oświetleniowych opierających się jedynie na energii słonecznej.

Hybrydowa lampa uliczna oprócz tradycyjnych komponentów składa się z turbiny wiatrowej o mocy 400 W, dwóch ogniw fotowoltaicznych (260 W) oraz akumulatorów wykonanych w technologii VRLA-żel z elektrolitem uwięzionym w strukturze żelu krzemowego SiO₂, każdy 230 Ah. Wyposażona jest także w sterownik światła ulicznego, który umożliwia modulację szerokości impulsu oraz w technologię ochrony przed przeciążeniem w celu sterowania ładowaniem akumulatora. Kieruje on również pracą światła poprzez nastawianie czasu lub poprzez odczytywanie poziomu światła przy pomocy modułu komórki PV. Lampy hybrydowe mogą być montowane tam, gdzie doprowadzenie energii jest nieopłacalne. Bez słońca i wiatru, przy akumulatorze naładowanym do pełna, potrafią świecić po 10-14 h przez 4 do 5 dni. Wiatrowo-słoneczna metoda oświetlenia jest samowystarczalna, niezależna, jak również eliminuje potrzebę budowania ziemnych łączy elektrycznych, które są typowe dla konwencjonalnych systemów oświetleń ulicznych.

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 zmiernicowe), 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.

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.

Mając na uwadze powyższe należy wspomnieć, że w 2011r. Związek Gmin Śląska Opolskiego ogłosił przetarg na dostawę energii elektrycznej na potrzeby grupy zakupowej ZGŚO na lata 2012-2013. Do grupy zakupowej przystąpiły 23 gminy, w tym także Kędzierzyn-Koźle oraz 24 spółki z udziałem gminy i gminne instytucje kultury posiadające osobowość prawną.

Łączny wolumen zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie zamówienia określono na poziomie 49,66 GWh, a szacunek potencjalnych wydatków brutto w okresie zamówienia oszacowano na 20,9 mln zł.

W wyniku przeprowadzonej procedury przetargowej wyłoniono dostawcę, jakim okazał się Tauron Sprzedaż Sp. z o.o., który zaoferował kwotę dostawy na poziomie 15,56 mln zł, co stanowi prawie o 25% kwotę niższą niż oszacowaną przez grupę zakupową.

10.5. Propozycja rozwiązań organizacyjnych w Urzędzie Miasta - Energetyk Gminny

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne do zadań samorządu terytorialnego należy planowanie i organizacja zaopatrzenia w nośniki energii.

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 gminą prezydenta dysponować wyspecjalizowanym doradcą ds. energetyki - Energetykiem Gminnym. Energetyk Gminny w oparciu o fachowo przygotowane planowanie energetyczne będzie mógł prowadzić działania mające na celu poprawę racjonalizacji i efektywności użytkowania energii.

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 celów, jakimi energetyk miejski powinien się zająć. Są to głównie:

- planowanie i zarządzanie gospodarką energetyczną w zakresie obowiązków nałożonych na gminy przez właściwe ustawy;
- stworzenie systemu zarządzania energią w gminnych obiektach użyteczności publicznej;
- monitorowanie systemu oświetlenia ulicznego w celu poprawy jego efektywności i racjonalnego zużycia energii elektrycznej;
- kształtowanie spójnej polityki energetycznej w gminie, zmierzającej do obniżenia zużycia energii oraz zmniejszenia obciążenia środowiska naturalnego;
- propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki, w tym alternatywnych źródeł energii.

W obrębie poszczególnych celów ustalone powinny zostać następujące zadania, wchodzące w kompetencje Energetyka Gminnego:

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 Miasta Kędzierzyn-Koźle”.
- Monitorowanie danych dla oceny realizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- Opiniowanie rozwiązań przyjętych do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
- Uzgadnianie rozwiązań wnioskowanych przez odbiorców lub określonych w trybie ustalania warunków zabudowy lub pozwoleń na budowę, w zakresie gospodarki energetycznej dla nowych inwestycji lub zmiany użytkowania obiektów.
- Opiniowanie–uzgadnianie z odbiorcami energii wyboru nośnika do celów grzewczych dla nowych inwestycji lub obiektów modernizowanych, których projektowana moc cieplna jest większa od 50 kW.

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.
- Pozyskiwanie dokumentacji wykonanych przedsięwzięć termomodernizacyjnych i innych przedsięwzięć inwestycyjnych oraz uaktualnianie na ich podstawie informacji o obiektach.
- Analiza efektów energetycznych i ekologicznych, uzyskanych w wyniku działań inwestycyjnych w zakresie oszczędności energii cieplnej.

- Prognozowanie efektów energetycznych i ekologicznych dla projektowanych działań termomodernizacyjnych.
- Prognozowanie zużycia energii i jej nośników w gminnych obiektach użyteczności publicznej.
- Prezentowanie wyników pracy w formie corocznego sprawozdania, zawierającego opis istniejącego stanu energetycznego obiektów, zmian jakie nastąpiły w analizowanym okresie wraz z opisem efektów uzyskanych w wyniku ich wprowadzenia, wskazanie niezbędnych zabiegów służących obniżeniu energochłonności obiektów i środków finansowych na ich realizację.

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.

Kształtowanie spójnej polityki energetycznej w gminie

- Opiniowanie programów i planów przedsięwzięć 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.

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.

Realizacja ww. zadań przez Energetyka Gminnego opierać się powinna na bazie danych, zawierającej informacje na temat obecnego i przyszłego zapotrzebowania na nośniki energetyczne przez wszystkie obiekty należące do Miasta. Sporządzona baza 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. Taka wiedza pozwoli na porównanie zużycia pomiędzy obiektami oraz na korygowanie ewentualnych odchyłeń w zakresie mocy zamówionej i wielkości zużytej energii. To z kolei pozwoli na kompleksowe zarządzanie energią w obiektach należących do Miasta w zakresie zapotrzebowania na nośniki energetyczne oraz da możliwość stałej kontroli i optymalizacji wydatków, ponoszonych na regulowanie zobowiązań związanych z dostarczaniem mediów.

Pełne wdrożenie systemu zarządzania energią w obiektach miejskich (szerzej opisane w kolejnym rozdziale) wymaga systematycznego rozwijania bazy danych. Określenie bazy wyjściowej dla analiz poszczególnych obiektów i stworzenie systemu monitoringu kosztów i zużycia energii w obiektach jest niezbędnym narzędziem, w oparciu o które można programować zakup, określać i realizować działania w pierwszej kolejności koncentrujące się głównie na korektach zawartych umów

z dostawcami energii. Dalej - określenie kosztów i realizacja działań niskonakładowych w obiektach miejskich wytypowanych na drodze analizy. Systemem tym objąć również można oświetlenie uliczne.

W dalszej kolejności należy określić i wybrać do realizacji działania wysokonakładowe, uporządkować stan własności oświetlenia ulicznego w celu przeprowadzenia docelowo jego pełnej modernizacji i włączenia do systemu grupowego zakupu energii. Stałe i właściwe działanie tego systemu związane jest również z koordynacją realizacji doraźnych działań modernizacyjnych, monitoringiem inwestycji w sektorze energetycznym, mającym na celu ograniczenie kosztów środowiskowych na terenie miasta oraz stałym monitoringiem i aktualizacją baz danych obiektów oraz monitoringiem inwestycji w sektorze energetycznym po stronie przedsiębiorstw energetycznych.

Energetyk Gminny realizując swoje zadania powinien również koordynować działania remontowe i modernizacyjne z wdrażaniem przedsięwzięć zmniejszających zużycie i koszty energii, w pierwszej kolejności wybierać takie obiekty, które charakteryzują się znacznymi kosztami energii oraz istotnym potencjałem dla opłacalnych przedsięwzięć energooszczędnych. W tym celu Energetyk Gminny powinien wspierać działania polegające na pozyskiwaniu środków pomocowych (w tym unijnych), co pozwoli na efektywne prowadzenie polityki ograniczenia zużycia nośników energii w obiektach gminnych.

Należy stwierdzić, że sprawne funkcjonowanie systemu zarządzania energią w obiektach gminnych możliwe będzie jedynie w przypadku pełnej współpracy pomiędzy administratorami obiektów oraz jednostkami i wydziałami Urzędu Miasta.

Szczególnie ważną inicjatywą jest współpraca Energetyka Gminnego z odpowiednimi komórkami Urzędu Miasta 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; 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 (EG) na danym szczeblu realizacji zadań inwestycyjnych oraz prac planistyczno-projektowych przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 10-7. Zakres współpracy EG w działaniach planistyczno-inwestycyjnych Miasta

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., w tym dla siłowni wiatrowych
	Opiniowanie wniosków o dofinansowanie zadań związanych z budową lub modernizacją źródeł spalania energetycznego oraz wykorzystania OZE

Rezultat prowadzonych działań powinien być mierzony jako uśredniony wskaźnik zmniejszenia zapotrzebowania na nośniki energii w danych typach obiektów (przedszkola, szkoły, pozostałe obiekty użyteczności publicznej). Pomiar rezultatów powinien być oparty przykładowo o następujące wskaźniki:

- Ograniczenie średnioważonego zużycia energii elektrycznej do powierzchni obiektów,
- Ograniczenie sumarycznej mocy zamówionej (energii elektrycznej) do sumy wszystkich obiektów,
- Ograniczenie średnioważonego zużycia ciepła do powierzchni obiektów,
- Ograniczenie sumarycznej mocy zamówionej (cieplnej) do sumy wszystkich obiektów.

10.6. Założenia miejskiego programu zmniejszenia kosztów energii w obiektach gminnych - zasady i metody budowy programu zmniejszenia kosztów energii

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 dostawy jej nośników. Błędne zarządzanie gospodarką energetyczną w obiektach jednostki samorządu terytorialnego prowadzić może do znacznego wzrostu kosztów, nieadekwatnego do zgłaszanego zapotrzebowania na energię.

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. Programem objęte powinny być takie obiekty jak: przedszkola, szkoły (w tym podstawowe, gimnazjalne oraz ponadgimnazjalne), budynki Urzędu Miasta itp.

Etap II pozwolić powinien na dokonanie podziału obiektów na typy wg ich cech charakterystycznych. Obiekty mogą zostać podzielone wg kryterium celu jakie spełniają na obszarze gminy. Przykładowy podział obiektów może wyglądać następująco:

- ◆ 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,
- ◆ część monitorująca.

Część informacyjna powinna dostarczyć danych o parametrach umowy na dostawę energii elektrycznej oraz danych technicznych i budowlanych o wytypowanych obiektach. Część informacyjna charakteryzuje się tym, że jest wypełniana tylko raz na początkowym etapie budowy bazy. Część monitorująca powinna stanowić źródło informacji o historycznym, jak i bieżącym zużyciu energii oraz poniesionych kosztach. Część monitorująca 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 po dokonaniu weryfikacji otrzymanych danych możliwa jest budowa prawidłowej bazy zawierającej wszystkie niezbędne informacje o obiektach, jak i 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, charakteryzującego się możliwością wyboru okresu za jaki karta ma przedstawiać informacje. Karta obiektu powinna zawierać następujące dane o:

- ◆ nazwie obiektu wraz z podstawowymi danymi adresowymi,
- ◆ okresie za jaki okres 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 dodatkowo 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. Kolejnym elementem przedstawionym w karcie obiektu powinno być zestawienie wskaźników zapotrzebowania na energię oraz jej kosztów wg konkretnych parametrów (np.: powierzchni użytkowej, liczby użytkowników itp.).

Przedstawiona powyżej przykładowa struktura bazy danych może, w zależności od potrzeb Gminy, winna być modyfikowana i uzupełniana (rozszerzana) o kolejne rekordy danych, porównania, zestawienia itp.

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 obiektach należących do miasta w zakresie zapotrzebowania na nośniki energetyczne oraz da możliwość stałej kontroli i optymalizacji wydatków ponoszonych przez Miasto na regulowanie zobowiązań związanych z dostarczaniem mediów. Przedmiotowa baza winna być narzędziem do realizacji niektórych zadań będących w gestii Energetyka Gminnego, opisanych w poprzednim rozdziale.

Programem optymalizacji zużycia nośników energii można objąć również punkty oświetlenia ulicznego i tym samym włączyć je do systemu grupowego zakupu energii.

Omawiana powyżej baza danych powinna obejmować m.in. podane w poniższym zestawieniu, zidentyfikowane podczas opracowania niniejszej aktualizacji „Założeń...”, obiekty będące w zarządzie (eksploatacji) Miasta.

Tabela 10-8. Zestawienie potencjalnych obiektów do ujęcia programem zmniejszenia kosztów energii

Nazwa	Adres	Nazwa	Adres
Żłobek nr 3	Skargi 25	Przedszkole Publiczne nr 18	Sławięcicka 96b
Żłobek nr 6	1 Maja 7	Przedszkole Publiczne nr 20	Brzechwy 82
Żłobek nr 10	Kazimierza Wielkiego 6	Przedszkole Publiczne nr 21	Filtrowa 13
Zespół Szkół Miejskich Nr 2	Szymanowskiego	Przedszkole Publiczne nr 22	9 Maja 4
Zespół Szkół Miejskich Nr 3	Szkolna 3	Przedszkole Publiczne nr 23	Wierzbowa 4
Zespół Szkół Miejskich Nr 4	Sławięcicka 96	Przedszkole Publiczne nr 26	Bolesława Śmiałego 5
Zespół Szkół Miejskich Nr 5	Przodowników Pracy 13	Straż Pożarna	Kraszewskiego 12
Gimnazjum nr 3	Skargi 11	Państwowa Szkoła Muzyczna	Kościuszki 40
Szkoła Podstawowa nr 1	Kościelna 19	Miejska Biblioteka Publiczna	Rynek 3
Szkoła Podstawowa nr 3	Gagarina 3	MBP Filia nr 1	Słowackiego 6
Szkoła Podstawowa nr 5	Kościuszki 41	MBP Filia nr 5	Damrota 32
Szkoła Podstawowa nr 6	Stalmacha 20	MBP Filia nr 8	Batorego 32
Szkoła Podstawowa nr 11	Partyzantów 30	MBP Filia nr 10	Krasickiego 1
Szkoła Podstawowa nr 12	Piastowska 30	MBP Filia nr 11	Kazimierza Wielkiego 17
Szkoła Podstawowa nr 14	Kozielska 16	MOSiR Hala W-S	Mostowa 1a
Szkoła Podstawowa nr 18	Brzechwy 80	MOSiR AZOTOR	Mostowa 1
Przedszkole Publiczne nr 2	Kozielska 3	Kryta Pływalnia	Jana Pawła II 31
Przedszkole Publiczne nr 7	Jordanowska 16	Hala Sportowa	Jana Pawła II 29
Przedszkole Publiczne nr 8	Dmowskiego 5	Dom Kultury	Główna 54
Przedszkole Publiczne nr 9	Harcerska 16	Dom Kultury	Jana Pawła II
Przedszkole Publiczne nr 10	Broniewskiego 5	Dom Kultury	Skarbowska 10
Przedszkole Publiczne nr 11	Reja 14	Dom Kultury	Wyzwolenia 7

Nazwa	Adres	Nazwa	Adres
Przedszkole Publiczne nr 12	Chrobrego 28	Dom Dziennego Pobytu nr 1	Powstańców 26
Przedszkole Publiczne nr 13	Piastowska 10	Dom Dziennego Pobytu nr 2	Piramowicza 27
Przedszkole Publiczne nr 14	Roosevelta 14	Dom Dziennego Pobytu nr 3	Grabskiego 6
Przedszkole Publiczne nr 15	Spółdzielców 3	Dom Dziennego Pobytu nr 5	Kościuszki 43a
Przedszkole Publiczne nr 17	Szymanowskiego 29		

W tabeli poniżej podano wyliczone, na podstawie danych pozyskanych w trakcie opracowania aktualizacji, wartości przykładowych wskaźników związanych z zużyciem energii w placówkach oświatowych Kędzierzyna-Koźła.

Tabela 10-9. Wartości przykładowych wskaźników wg danych za 2011r.

Wskaźniki		Przedszkola	Szkoły
zużycia energii elektrycznej [kWh/m ²]	min	11	5
	średni	15	18
	max	22	48
zużycia energii cieplnej [kWh/m ²]	min	92	68
	średni	161	132
	max	244	188
zapotrzebowania mocy cieplnej [W/m ²]	min	63	44
	średni	90	94
	max	139	114

Celowym byłoby podjęcie analogicznych działań przez Starostwo Powiatowe będące zarządcą swoich obiektów, m. innymi szkół średnich, obiektów własnych i innych.

11. Zakres współpracy z gminami

11.1. Metodyka działań związanych z określeniem zakresu współpracy

Zgodnie z art. 19 ust. 3 pkt. 4 Ustawy Prawo energetyczne, „Projekt założeń ...” powinien określać zakres współpracy z innymi gminami odnośnie sposobu pokrywania potrzeb energetycznych.

Gmina Kędzierzyn-Koźle graniczy:

- z gminą Zdzieszowice (powiat krapkowicki),
- z gminą Leśnica (powiat strzelecki),
- z gminą Ujazd (powiat strzelecki),
- z gminą Rudziniec (powiat gliwicki - województwo śląskie),
- z gminą Bierawa (powiat kędzierzyńsko - kozielski),
- z gminą Cisek (powiat kędzierzyńsko - kozielski),
- z gminą Reńska Wieś (powiat kędzierzyńsko - kozielski).

W ramach prac związanych z opracowaniem „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Kędzierzyn-Koźle” dokonano analizy istniejących i przyszłych możliwych powiązań pomiędzy Gminą Kędzierzyn-Koźle, 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.

Współpraca między Gminą Kędzierzyn-Koźle, a gminami sąsiadującymi w zakresie poszczególnych systemów energetycznych, realizowana jest głównie poprzez organizacje eksploatatorów tych systemów. W ramach istniejącej infrastruktury technicznej dotyczącej transportu poszczególnych nośników energii, istnieją sieciowe powiązania Gminy Kędzierzyn-Koźle z gminami sąsiadującymi. Systemy istniejących powiązań przedstawiono w ramach przyjętego podziału na istniejące nośniki energetyczne.

11.2. Zakres współpracy - stan istniejący

System ciepłowniczy

Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Stalmacha 18 prowadzi koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła na terenie miasta Kędzierzyn-Koźle.

Ciepło dostarczane jest z:

- lokalnych źródeł ciepła opalanych gazem,
- EC ZAK S.A. (siecią ciepłowniczą nr 1 MZEC Sp. z o.o. do odbiorców na Osiedlach: Piastów, Wschód, Śródmieście, Pogorzelec i Leśna oraz siecią ciepłowniczą nr 3 MZEC Sp. z o.o. do odbiorców na Osiedlach: Azoty i Zacisze),
- ciepłowni przy ul. Piastowskiej (siecią ciepłowniczą nr 2 MZEC Sp. z o.o. do odbiorców z dzielnicy Koźle),
- kotłowni K-11 przy ul. Tuwima (siecią ciepłowniczą nr 5 MZEC Sp. z o.o. do odbiorców z osiedla Blachownia).

W przypadku ww. gmin sąsiadujących, w zakresie zorganizowanego zaopatrzenia w ciepło przez Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z Kędzierzyna-Koźła, brak jest w chwili obecnej powiązań sieciowych związanych z systemem ciepłowniczym.

System elektroenergetyczny

W ramach systemu elektroenergetycznego współpraca z ww. sąsiadującymi gminami realizowana jest w całości poprzez TAURON Dystrybucja S.A. oraz poprzez istniejące powiązania sieciowe. Ponadto w przypadku gmin: Bierawa, Rudziniec, Zdzeszowice współpraca w ramach systemu elektroenergetycznego realizowana jest również poprzez PKP Energetyka S.A.

System gazowniczy

Współpraca z gminami: Rudziniec i Zdzeszowice w zakresie systemu gazowniczego realizowana jest przez Górnośląską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. (odpowiednio Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze i Opolu) oraz poprzez istniejące powiązania sieciowe.

Ponadto zaopatrzeniem Gmin: Rudziniec i Zdzeszowice w gaz wysokiego ciśnienia zajmuje się również Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Świerklanach.

Przez Gminy: Bierawa, Leśnica i Ujazd przebiegają sieci gazownicze, jednak same gminy nie są zgazyfikowane.

Natomiast w przypadku gmin: Cisek i Reńska Wieś brak jest w chwili obecnej powiązań sieciowych z Gminą Kędzierzyn-Koźle związanych z systemem gazowniczym.

11.3. Możliwe przyszłe kierunki współpracy

System ciepłowniczy

Z uwagi na charakter istniejącej zabudowy w gminach ościennych, jak i występującej odległości od systemu ciepłowniczego Kędzierzyna-Koźła, brak jest w chwili obecnej i nie przewiduje się w przyszłości wspólnych rozwiązań związanych z systemem ciepłowniczym.

System elektroenergetyczny

W przyszłości zakłada się, że ewentualna współpraca Gminy Kędzierzyn-Koźle z sąsiednimi gminami, 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 Kędzierzyn-Koźle z gminami sąsiednimi, odnośnie pokrywania potrzeb gazowniczych, realizowana będzie głównie na szczeblu wymienionych powyżej przedsiębiorstw energetycznych (przy koordynacji władz ze strony władz gminnych). Przejawem tej współpracy powinno być dążenie do dalszej gazyfikacji nie zaopatrzonych w gaz ziemny obszarów Gminy Kędzierzyn-Koźle i gmin sąsiadujących.

Przyszłe, ewentualne możliwości współpracy Gminy Kędzierzyn-Koźle z gminami sąsiednimi, w zakresie gazyfikacji przedstawiają się następująco:

- ➔ Bierawa - Gmina planuje podjęcie działań zmierzających do budowy sieci systemu gazowniczego całej gminy. Ponadto, Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (Oddział Zakład Gazowniczy w Opolu) w 2013 roku planuje budowę gazociągu średniego ciśnienia DN 160 PE o długości około 4 km od stacji redukcyjno-pomiarowej przy ul. Młyńskiej do wsi Brzeźce w gminie Bierawa i przyłączenie do sieci gazowej nowych odbiorców;

- Ujazd - w Strategii rozwoju Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. na lata 2010-2014 ujęta jest gazyfikacja Gminy Ujazd. Opracowano projekt budowy sieci gazowej do osiedla Piaski. Zakres inwestycji obejmuje budowę około 1,5 km sieci gazowej średniego ciśnienia o średnicy DN160 i ciśnieniu nominalnym 6,3 MPa. Planowany gazociąg położony zostanie na odcinku: osiedle Sławięcice Kędzierzyn-Koźle do osiedla Piaski w Ujeździe. Budowa sieci gazowej planowana jest na lata 2012-2013. Gmina Ujazd została również przewidziana do gazyfikacji i ujęta koncepcyjnie w „Studium rozwoju systemów energetycznych województwa opolskiego do 2025r.”. Natomiast zatwierdzony przez URE „Plan Rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM na lata 2009-2014” nie zakłada rozbudowy swojego systemu przesyłowego na obszarze Gminy Ujazd.
- pozostałe gminy, tj.: Cisek, Leśnica, Reńska Wieś, Rudziniec oraz Zdieszowice na chwilę obecną nie przewidują budowy lub rozbudowy sieci systemu gazowniczego na swoim terenie.

Odnawialne źródła energii

W chwili obecnej brak jest przesłanek do współpracy między Gminą Kędzierzyn-Koźle a sąsiednimi 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.

Przyszłe, ewentualne możliwości współpracy Gminy Kędzierzyn-Koźle z gminami sąsiednimi, w zakresie odnawialnych źródeł energii przedstawiają się następująco:

- Leśnica - na terenie Gminy Leśnica został uruchomiony w 2012 roku zakład do produkcji peletów ze słomy. Zakład przerabia materiał zebrany na terenie Gminy Leśnica, jak i z ościennych gmin;
- Reńska Wieś - na terenie gminy dostępne są następujące zasoby biomasy, a mianowicie: odpady z upraw roślinnych oraz rośliny energetyczne z upraw celowych. W związku z planowaną budową biogazowni zasoby biomasy wykorzystywane będą w większości na terenie gminy Reńska Wieś;
- Rudziniec - na terenie Gminy Rudziniec dostępne są zasoby biomasy w postaci odpadów z upraw roślinnych oraz roślin energetyczne z upraw celowych. Uprawy celowe roślin energetycznych są bardzo małe. Właściciele indywidualnie zawierają umowy z firmami na ich zagospodarowanie;
- Ujazd - na terenie Gminy Ujazd wykorzystuje się energię z biomasy, którą uzyskuje się głównie poprzez spalanie słomy, drewna, peletów oraz odpadów drzewnych, wiór i trocin. Gmina Ujazd nie posiada informacji o ilości zasobów biomasy;
- Na terenach gmin: Bierawa, Cisek oraz Zdieszowice brak wykorzystywanych zasobów biomasy.

12. Wnioski końcowe

1. Zawartość niniejszej aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Kędzierzyn-Koźle spełnia wymagania obowiązującej ustawy Prawo energetyczne i aktów prawnych z nią związanych oraz realizuje na szczeblu lokalnym aktualne cele polityki energetycznej Polski i Unii Europejskiej.
2. „Projekt założeń ...” spełnia również funkcję podstawy merytorycznej dla dalszych etapów planowania - w tym w szczególności dla:
 - a) „Planów rozwoju ...” przedsiębiorstw energetycznych w zakresie nowych potrzeb energetycznych oraz racjonalizacji produkcji i przesyłu, szczególnie ciepła - zgodnie z art.16 ustawy Prawo energetyczne;
 - b) „Planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” - zgodnie z art.20 ustawy Prawo energetyczne - jeżeli konieczność jego realizacji zaistnieje;
 - c) Planowania zagospodarowania przestrzennego gminy w ramach m.in. mpzp - w szczególności w zakresie zabezpieczenia w nośniki energetyczne dla programowanych nowych obiektów i obszarów rozwoju oraz rezerwowania terenu na konieczne nowe urządzenia zaopatrzenia energetycznego.
3. Jako podstawa merytoryczna dla dalszych opracowań niniejsze Założenia zawierają:
 - a) zbiór danych w zakresie aktualnych potrzeb energetycznych gminy i sposobu ich zaspokajania z oceną stanu;
 - b) określenie przewidywanych nowych potrzeb energetycznych ze wskazaniem uzgodnionych kierunków ich pokrycia;
 - c) zakres działań rzeczowych i organizacyjnych służących podniesieniu efektywności energetycznej użytkowania energii w gminie;
 - d) zakres działań służących wzrostowi wykorzystania energii ze źródeł lokalnych, odnawialnych i skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o rynek ciepła.
4. Przeprowadzone prace związane z inwentaryzacją stanu energetycznego gminy dały generalny obraz potrzeb energetycznych odbiorców zlokalizowanych na jego terenie:
 - a) zapotrzebowanie ciepła (cele grzewcze i przygotowanie ciepłej wody użytkowej) na poziomie około 240 MW, w tym z systemu ciepłowniczego około 140 MW (ok. 55%). Potrzeby technologiczne przemysłu mają zmienny charakter, a obecnie wynoszą około 360 MW;
 - b) zużycie gazu ziemnego w gminie około 12,0 mln m³, w tym gospodarstwa domowe około 6,7 mln m³ (ok. 55%);
 - c) zużycie energii elektrycznej przez odbiorców wynosi około 1,75 TWh, w tym odbiorcy bytowo-komunalni i oświetlenie około 50,9 GWh (ok. 30%).
5. Stan techniczny systemów energetycznych zaopatrujących miasto:
 - a) charakterystyczne wielkości systemu ciepłowniczego:
 - główne przedsiębiorstwa: MZEC Sp. z o.o., EC ZAK S.A.;
 - długość sieci ciepłowniczych to 54,5 km, w tym 21,6 km stanowi nowa sieć w technologii preizolowanej (ok. 40%);
 - węzły ciepłownicze (ok. 500 szt.) posiadają urządzenia pomiarowe umożliwiające rozliczanie odbiorców wg rzeczywistego zużycia energii oraz mają zabudowaną automatykę pogodową;

- stan techniczny źródeł gazowych pracujących na potrzeby systemu ciepłowniczego, tj. kotłownia K-41 (Kozłe) i K-11 (Blachownia) są w dobrym stanie technicznym pozwalającym na wieloletnią eksploatację;
 - stan techniczny źródła EC ZAK jest niezadowolający i wymaga gruntownej modernizacji w perspektywie roku 2016 i 2022;
- b) charakterystyczne wielkości systemu gazowniczego:
- główne przedsiębiorstwo: GSG Sp. z o.o.;
 - długość sieci gazowej to 180,8 km, w tym 47,7 km jest wykonana w technologii PE (ok. 25%);
 - stacje gazowe systemu przesyłowego pracujące m.in. na potrzeby miasta mają przepustowość ok. 47,8 tys. Nm³, natomiast stacje gazowe systemu dystrybucyjnego mają przepustowość na poziomie około 22,1 tys. Nm³;
- c) charakterystyczne wielkości systemu elektroenergetycznego:
- główne przedsiębiorstwo: Tauron Dystrybucja S.A.;
 - długość sieci SN to 203 km, w tym 141 km ułożona jest jako kablowa (ok. 70%), natomiast długość sieci nN to 389 km, w tym 277 km ułożona jest jako kablowa (ok. 70%);
 - GPZ „Chemik” posiada rezerwy mocy na poziomie około 12 MVA, natomiast GPZ „Kozłe” nie posiada rezerw i zgodnie z planami właściciela został przewidziany w najbliższym okresie do modernizacji.
6. Przedstawione w opracowaniu wielkości przyrostów zapotrzebowania na energię ciepłą mogą zostać pokryte na bazie istniejących rezerw systemów ciepłowniczych (przy założeniu realizacji działań odtworzeniowych i rozwojowych) i systemu gazowniczego lub na bazie indywidualnych rozwiązań o charakterze ekologicznym. Przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną przewiduje się pokryć na bazie istniejącego systemu zaopatrującego gminę, który posiada znaczne rezerwy. Decyzje co do sposobu zaopatrzenia w ciepło winny zostać podjęte w sytuacji sprecyzowanego rodzaju zabudowy dla poszczególnych terenów. Poprzedzić je powinna: analiza ekonomiczna aktualnych relacji kosztów budowy i eksploatacji poszczególnych instalacji, analiza kierunków rozwoju rynku nośników energii oraz sugestie ze strony przyszłych odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych. Istotnym czynnikiem wpływającym na kształt zaopatrzenia winna być kształtowana przez władze miasta energetyczna polityka lokalna realizująca cele strategiczne gminy w oparciu o cele strategiczne kraju i Unii Europejskiej (preferowanie kogeneracji i OZE).
7. Plany rozwoju i modernizacji przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie gminy w zakresie źródła ciepła i sieci ciepłowniczych dają podstawy do stwierdzenia o bezpieczeństwie w zakresie zasilania istniejących obiektów. Zwrócić należy uwagę, że źródło ciepła centralnego systemu ciepłowniczego EC ZAK wymaga pilnych działań modernizacyjnych, których harmonogram został przedstawiony w opracowaniu na bazie otrzymanych informacji. Warunkiem realizacji dalszego zasilania w ciepło odbiorców z obszaru miasta przez EC ZAK jest wg ich stanowiska konieczność uzgodnienia wieloletnich warunków cenowej współpracy z MZEC Sp. z o.o. w zakresie dostaw ciepła do miasta.
8. Do najważniejszych zagadnień związanych z zaopatrzeniem w ciepło budownictwa indywidualnego z terenu gminy należy zaliczyć:
- a) promowanie i popularyzowanie rozwiązań technicznych związanych z ograniczeniem tzw. „niskiej emisji” poprzez podnoszenie świadomości ekologicznej o potrzebie termomodernizacji budynków oraz modernizacji ogrzewających je przestarzałych źródeł węglowych (szczególnie tych, które wykorzystują piece ceramiczne);



- b) uświadamianie zagrożeń dla środowiska naturalnego wynikających ze spalania w indywidualnych kotłowniach odpadów komunalnych oraz niskiej jakości paliwa węglowego;
 - c) popularyzowanie wśród odbiorców indywidualnych odnawialnych źródeł energii oraz spalania węgla w nowoczesnych niskoemisyjnych kotłach węglowych.
9. W zakresie działań związanych z racjonalizacją zaopatrzenia i użytkowania ciepła w obiektach gminnych oraz zabudowie mieszkaniowej zorganizowanej należy ująć:
- a) popularyzowanie wśród indywidualnych mieszkańców działań mających na celu ograniczenie zużycia energii w budynkach wielorodzinnych;
 - b) organizację działań termorenowacyjnych i termomodernizacyjnych w budynkach wielorodzinnych administrowanych przez gminę oraz popularyzację dalszych takich działań w pozostałych zorganizowanych zasobach mieszkaniowych;
 - c) organizację, planowanie i dofinansowanie dalszych działań modernizacyjnych w niskosprawnych lokalnych kotłowniach węglowych i działań termomodernizacyjnych w budynkach przez nie zasilanych;
 - d) promowanie i organizację finansowania preferencyjnego dla działań jw. ze środków gminnych, WFOŚiGW i innych środków pomocowych;
 - e) kształtowanie właściwych układów organizacyjnych w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło poprzez stworzenie możliwości do racjonalnego rozliczania poszczególnych odbiorców ciepła wg faktycznego jego zużycia i związanych z nim kosztów;
 - f) wprowadzenie programu zarządzania zakupem i zużyciem energii w obiektach użyteczności publicznej.
10. W zakresie rozwoju energetyki odnawialnej na terenie gminy zaleca się:
- a) pełnienie przez gminę funkcji propagatora i centrum edukacyjnego dla mieszkańców w dyscyplinach OZE takich jak: kolektory słoneczne i pompy ciepła;
 - b) pełnienie przez gminę funkcji inwestora w wypadku obiektów użyteczności publicznej, promując ekologiczne źródła energii, dając „dobry przykład” mieszkańcom;
 - c) podjęcie działań zmierzających do wykorzystania odnawialnych źródeł energii w obiektach gminnych - każdorazowo modernizacja obiektu istniejącego lub budowa nowego winna uwzględniać poszukiwania planistyczne możliwości zastosowania rozwiązań energetyki odnawialnej.
11. Stan techniczny sieci elektroenergetycznej SN i stacji transformatorowych oraz zamierzenia planowane przez Tauron Dystrybucja S.A. w tym zakresie dają podstawę do stwierdzenia o bezpieczeństwie zasilania istniejących i programowanych do realizacji obiektów. Przedsiębiorstwo działając na obszarze wielu gmin realizuje swoją statutową działalnością współpracę pomiędzy gminami sąsiadującymi w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną. Główne, zidentyfikowane w opracowaniu zadania stojące przed powyższym zakładem to: zaopatrzenie i przyłączenie nowych terenów rozwojowych gminy oraz zapewnienie bezpieczeństwa zasilania odbiorców. Zadaniem władz samorządowych jest dopilnowanie aby stosowne zadania zostały wpisane w kolejne Plany Rozwoju Przedsiębiorstwa oraz zarezerwowanie odpowiednich terenów pod niezbędną infrastrukturę.
12. Stan techniczny sieci gazowych oraz zamierzenia remontowe Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. pozwalają na stwierdzenie o wystarczającej zdolności przesyłowych sieci rozdzielczych dla zaspokojenia istniejących i programowanych do realizacji obiektów. Modernizacja istniejącej sieci gazowej (szczególnie wymiana starszych sieci stalowych) oraz gazyfikacja obszarów, w których zgłoszone zostanie zapotrzebowanie, to najistotniejsze zadania stojące przed GSG Sp. z o.o., które to zadania Gmina powinna na bieżąco monitorować i kontrolować

w Planach rozwoju GSG sp. z o.o. oraz zarezerwować odpowiednie tereny pod niezbędną infrastrukturę.

13. Ważnym zagadnieniem w polu działania samorządu gminy jest kreowanie prawidłowych układów organizacyjno-prawnych w dziedzinie zaopatrzenia w poszczególne nośniki energii. Ma to duże znaczenie przy ukierunkowaniu działań na tworzenie rynku energii i ograniczaniu naturalnych monopolii (np. w sprawach związanych z utrzymaniem i modernizacją oświetlenia ulicznego).
14. W zakresie zaopatrzenia w ciepło zdalaczynne plany i podejmowane działania przez MZEC gwarantują ciągłość dostaw ciepła w systemach, w których MZEC jest właścicielem sieci i źródła ją zasilającego. Problem stanowi wysoki poziom cen ciepła z nowej kotłowni K-11 na osiedlu Blachownia - prawie dwukrotnie wyższy niż mają odbiorcy zasilani w ciepło z EC ZAK.
15. Po uchwaleniu przez Radę Miasta aktualizacji Założeń oraz opracowaniu planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie gminy (w przypadku przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej oraz gazu - uzgodnionych w URE), Prezydent powinien na mocy obowiązującej ustawy Prawo energetyczne przystąpić do analizy zgodności planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych z uchwalonymi „Załoženiami do planu zaopatrzenia...” i w przypadku, gdy przyjęte plany przedsiębiorstw energetycznych jw. nie zapewniają ich realizacji, podjąć decyzję opracowania Projektu planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla całości miasta lub jego części.
16. Podjęcie planu zaopatrzenia gminy w nośniki energii i jego realizacja przez władze miejskie może być źródłem absorpcji środków pomocowych z Unii Europejskiej, których udział w powyższych inwestycjach, jako bezzwrotny, nie będzie wpływać na podwyżkę kosztów energii dla odbiorców. W każdym innym przypadku komercyjny inwestor przeniesie koszty inwestycji do opłat dla odbiorców energii.
17. Dla realizacji zadań wynikających z potrzeby prowadzenia polityki energetycznej na terenie gminy proponuje się powołanie oddzielnej komórki organizacyjnej Urzędu do spraw energetycznych (np. Energetyk Gminny), która będzie m.in.:
 - a) w układzie ciągłym prowadzić działania związane z zarządzaniem energią w obiektach gminnych;
 - b) koordynować i tworzyć programy gminne związane z racjonalizacją użytkowania energii wśród odbiorców indywidualnych;
 - c) opiniować w sprawach sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
 - d) prowadzić edukację społeczeństwa w zakresie wiedzy ekologicznej i energetycznej oraz efektywnego wykorzystania energii (m.in. przez stworzenie aktywnego gminnego portalu internetowego).
18. Strategiczne cele rozwoju energetycznego gminy - na podstawie przeprowadzonych analiz w niniejszym opracowaniu określono główne cele Gminy w zakresie realizacji obowiązku organizowania i planowania zaopatrzenia terenu miasta w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe:
→ Cel nr 1 - Zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu gminy z jednoczesnym 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 - Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników oraz stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia w energię odbiorców z terenu gminy;
- ➔ Cel nr 4 - Rozwijanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w oparciu o zidentyfikowane lokalne 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 wskazuje się na konieczność podjęcia przez Gminę, samodzielnie lub we współpracy np. z przedsiębiorstwami energetycznymi, realizacji następujących zadań:

- ➔ Cel nr 1 - Zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu gminy z jednoczesnym zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych:
 - ◆ Zadanie C1.Z1 - Dalsza modernizacja sieci systemu ciepłowniczego w celu ograniczenia awaryjności i strat ciepłych oraz zagwarantowania dostaw ciepła do odbiorców istniejących i nowych. Wprowadzenie układu sterowania systemem sieci magistralnych.
 - ◆ Zadanie C1.Z2 - Opracowanie procedur organizacyjnych »Gmina - Przedsiębiorstwo energetyczne« na wypadek awarii w poszczególnych systemach energetycznych.
 - ◆ Zadanie C1.Z3 - Zakup energii w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu miasta w pierwszej kolejności dla jednostek podległych Gminie.
 - ◆ Zadanie C1.Z4 - Ciągły monitoring stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji ciepła, energii elektrycznej i gazu sieciowego na obszarze gminy.
- ➔ Cel nr 2 - Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby nowej, rozwijającej się zabudowy na terenie gminy:
 - ◆ 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 jej przyzwoleniem 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 ich 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 ...”.
 - ◆ Zadanie C2.Z2 - Koordynacja planowania przestrzennego gminy oraz procesów i decyzji administracyjnych w celu zapewnienia realizacji zaopatrzenia w nośniki energii nowych jej użytkowników na warunkach ustalonych w dokumentach planistycznych z uwzględnieniem minimalizacji oddziaływania tych procesów na środowisko.
 - ◆ Zadanie C2.Z3 - Stymulowanie działań inwestorów w kierunku zastosowania w zabudowie usługowej rozwiązań opartych o wykorzystanie istniejącego systemu ciepłowniczego i gazowniczego lub w następnej kolejności lokalnych układów kogeneracji z wykorzystaniem gazu ziemnego jako nośnika energii.
 - ◆ Zadanie C2.Z4 - Zapewnienie oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych.

- Cel nr 3 - Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników oraz stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia w energię odbiorców z terenu gminy:
- ◆ Zadanie C3.Z1 - Zarządzanie zużyciem i kosztami energii w jednostkach miejskich. Racjonalizacja gospodarki energią w jednostkach gminy 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”. Planując działania w myśl polityki energetycznej państwa oraz w zgodzie ze standardami ochrony środowiska Gmina powinna kontynuować działania edukacyjne i stymulacyjne dla przedsięwzięć mających na celu zmianę sposobu zasilania w ciepło - z niskosprawnych, opartych o paliwo węglowe - na rozwiązania proekologiczne, tj. podłączenia do miejskiego systemu ciepłowniczego, systemu gazowniczego oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.
 - ◆ Zadanie C3.Z3 - Podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających.
 - ◆ Zadanie C3.Z4 - Podniesienie efektywności użytkowania ciepła poprzez ograniczanie zużycia energii użytecznej w ramach działań związanych z:
 - ✓ termomodernizacją budynków mieszkalnych wielorodzinnych,
 - ✓ 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 zidentyfikowane lokalne możliwości:
- ◆ Zadanie C4.Z1 - Planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich. 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 wykorzystania 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.
 - ◆ Zadanie C4.Z2 - Tworzenie zachęt ekonomicznych i administracyjnych dla budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach na terenie gminy.
- 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 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 gminy w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii poprzez zamieszczenie informacji w środkach masowego przekazu na temat zrealizowanych działań i ich efektów.

Operacyjnie częściowa realizacja zadań C1.Z4 i C3.Z1 wymaga wdrożenia „Programu zmniejszenia kosztów energii w obiektach gminnych”. Z kolei sprawne wdrożenie i realizacja całości zadań jw. wymaga powołania w strukturach Gminy zespołu Energetyka Gminnego, który będzie organizował i nadzorował realizację zadań w celu zapewnienia, zgodnej z założeniami polityki UE i Polski, racjonalizacji użytkowania energii przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa i ciągłości zasilania mieszkańców i przy spełnieniu akceptowalnych społecznie warunków ekologicznych i ekonomicznych.

Opracowane „Założenia...” po ich uchwaleniu stanowić powinny 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.

Kolejną Aktualizację „Założeń do planu zaopatrzenia...” winno się przeprowadzać w 3-letnich okresach (zgodnie z wprowadzonymi zmianami w ustawie Prawo energetyczne).